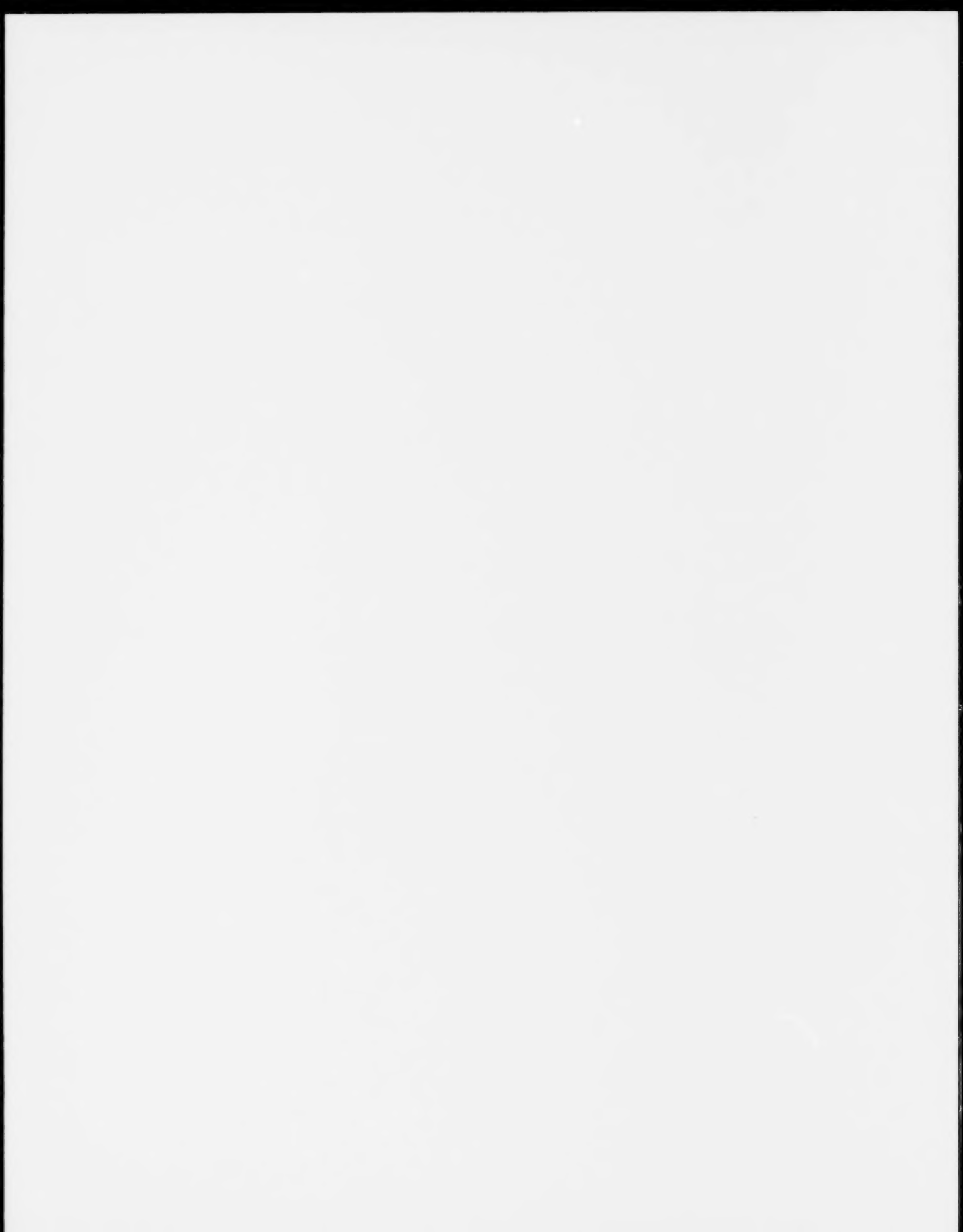






DECISION

**IN THE MATTER of an Application by the New
Brunswick Power Distribution & Customer
Service Corporation (DISCO) for changes to its
Charges, Rates and Tolls**

June 19, 2006

**NEW BRUNSWICK
BOARD OF COMMISSIONERS OF
PUBLIC UTILITIES**

1. PARTICIPANTS	3
2. INTRODUCTION	7
General:.....	7
Restructuring:.....	11
3. ISSUES SUMMARY	16
4. REVENUE REQUIREMENT AND RATES FOR 2006/07	27
Purpose of the Hearing:	27
Rates for Third Party Pole Attachments:	28
Purchased Power Expense:	30
Transmission Expense:	30
Operations, Maintenance & Administrative Expenses:	30
(i) Amount for 2006/07.....	30
(ii) Energy Efficiency & Demand Side Management.....	31
(iii) Customer Assistance Programs.....	32
(iv) Credit & Collections Procedures.....	33
(v) Uniform System of Accounts.....	34
(vi) Capital Investment Criteria	35
Amortization Expense:.....	36
Taxes, Excluding Payments in Lieu of Income Tax:	37
Interest Expense:.....	37
Payments in Lieu of Income Taxes (PILT):	38
Net Income:.....	41
Total Revenue Requirement:	45
Revenue to Cost Ratios:	46
Rate Design.....	48
Introduction:.....	48
Residential Rates.....	50
Existing Rate.....	50
Approved Rate	51
Reasons	53
Service Charges	53
First Energy Block Size	56
First and Run-out Block Prices	57
General Service I and General Service II Rates:	60
Small Industrial Class:	61
Large Industrial Class:	61
Adjustment for Contribution of Fixed Costs from Surplus & Interruptible Sales.....	62
Wholesale Class:	63
Obligations of Surplus and Interruptible Customers:	63
Water Heater Rental:.....	64
Unmetered Rates:	64
Connection Charges:	64
Effective Date:	64
Cost Allocation Issues:	64
5. COMMENTS / RECOMMENDATIONS:	66
Hearing Costs:.....	66

NB Power Operating Results 1994 to 2005:.....	68
Policy and Legislation Review	70
The State of the Electricity "Market"	71
Application of the Principle of a Level Playing Field	74
Power Purchase Agreements and Non-Utility Generation Contracts	75
Introduction.....	75
NUG Contracts.....	77
Export Sales	79
Insurance	80
Costs Associated with Environmental Upgrades	80
Coleson Cove Corporation Tolling Agreement	81
Heat Rate Adjustment.....	81
Unit Performance	83
GENCO Vesting Agreement.....	84
Energy Entitlement and Excess Entitlement.....	84
Load Factor Improvement.....	86
Third Party Purchases Benefit Adjustment.....	87
Point Lepreau PPA Shortfall.....	87
Capacity Payment	89
Legal and Legislative Issues:	90
Introduction:.....	90
Section 156:	91
Exit Fees:	92
Sections 98 and 99:	94
Hydro Adjustments:	94
Capital Expenditures:	99
Recommended Legislative Changes:	100

IN THE MATTER of an Application dated March 21, 2005 by the New Brunswick Power Distribution and Customer Service Corporation for the Approval of a Change in its Charges, Rates and Tolls.

1. PARTICIPANTS

Board:

David C. Nicholson, Chairman
David S. Nelson, Vice-Chairman
C. Randall Bell, Commissioner
Patricia LeBlanc-Bird, Commissioner
Jacques A. Dumont, Commissioner
Kenneth F. Sollows, Commissioner
Diana Ferguson Sonier, Commissioner
H. Brian Tingley, Commissioner

Board Staff:

Lorraine R. Légère, Secretary to the Board
M. Douglas Goss, Senior Advisor
John Lawton, Advisor

Board Consultants:

Peter A. MacNutt, Q.C., Board Counsel
James Easson, CA, Consultant
Andrew Logan, CA, Consultant
John Murphy, Consultant
Arthur W. Adelberg, Witness
Steven S. Garwood, Witness

Applicant:

New Brunswick Power Distribution
& Customer Service Corporation

Sharon MacFarlane, CA
Rock Marois
Lori Clark
Blair Kennedy

Neil Larlee
Tony O'Hara
David Hashey, Q.C., Counsel
Terry Morrison, Counsel
Peter Ruby, Counsel
Clare Roughneen, Counsel
Kathleen McShane, Consultant
Daniel Peaco, Consultant
Dr. Malcolm Bridger, Consultant
Malcolm R. Ketchum, Consultant

Formal Intervenor:

Bayside Power L.P.	Christopher Stewart, Counsel
Canadian Manufacturers & Exporters	David Plante Gary Lawson, Counsel
Conservation Council of New Brunswick	David Coon
Canadian Broadcasting Corporation & Telegraph Journal	David Coles, Q.C., Counsel
Eastern Wind Power Inc.	Paul Woodhouse Peter MacPhail, Counsel
Enbridge Gas New Brunswick Inc.	Andrew Harrington Shelley Black Ruth York David MacDougall, Counsel Dr. Alan Rosenberg, Consultant

Energy Probe Research Foundation

Rodney J. Gillis, Q.C.

Irving Paper Limited

William Dever
Andrew Booker

Irving Pulp & Paper Limited

Kevin McCarthy
Mark Mosher

J.D. Irving Limited

Wayne Wolfe
Thomas Storing

Jolly Farmer Products

Jonathan English

New Brunswick Municipal Electric
Utility Association

Richard Burpee, Saint John Energy
Eric Marr, Saint John Energy
Dana Young, Saint John Energy
Charles Martin, Energie Edmundston
Dan Dionne, Perth-Andover Electric Light
Raymond Gorman, Q.C., Counsel
Paula Zarnett, Consultant

Rogers Cable Communications Inc.

Christianne Vaillancourt
Leslie Milton, Counsel
John Armstrong
Clinton Lawrence
Donald Ford, Consultant
Dr. Roger Ware, Consultant

Self-Represented Individuals

Jan Rowinski

Eric Allaby
Chris Baker
Erik Denis
Shawn Graham
Stuart Jamieson
Roly MacIntyre

Vibrant Communities Saint John

Tom Gribbons
Kurt Peacock

Public Intervenor:

Peter Hyslop
Carolanne Power
Robert O'Rourke, Consultant
Robert D. Knecht, Consultant
Donald Barnett, Consultant
Dr. Kurt Strunk, Consultant
Dr. Jeff Makhholm, Consultant

Informal Intervenor:

Agriculture Producer's Association of New Brunswick
Atlantic Centre for Energy
Canadian Council of Grocery Distributors
City of Miramichi
Falconbridge Limited
Flakeboard Company Limited
New Brunswick Power Generation Corp.
New Brunswick System Operator
Potash Company of Saskatchewan
Terry Thomas Consulting
UPM-Kymmene Miramichi Inc.

2. INTRODUCTION

General:

The New Brunswick Power Distribution and Customer Service Corporation (DISCO) filed an application with the New Brunswick Board of Commissioners of Public Utilities (the Board), dated March 21, 2005, for approval of a change in its charges, rates and tolls. Section 101 of the Electricity Act (the Act) requires DISCO to apply to the Board for approval of changes in its charges, rates and tolls where such changes exceed the amount authorized under Section 99 of the Act.

DISCO requested that the Board hear the application in two phases as follows:

Phase One: That the Board make an order that would allow it to recover, at a later date and in a manner determined by the Board, the amount by which its fuel costs, encompassed in its purchased power costs as of April 1, 2005, exceeded the amount recovered through its charges, rates and tolls as currently filed. Additionally, it requested approval of a variable fuel surcharge going forward.

Phase Two: That the Board approve its revenue requirement, cost allocation and rate alignment proposals and proposed rates, charges and tolls as filed with the application.

The Pre-hearing Conference began on May 17, 2005. The Board granted intervenor status to various parties. DISCO requested the Board to rule on its phasing proposal and the hearing process before establishing a schedule for the hearing.

Various parties presented oral arguments concerning DISCO's request for approval of a fuel variance account (deferral account) and a variable fuel surcharge. The intervenors were requested to submit written briefs by May 24, 2005 and DISCO was to submit its

rebuttal comments by May 26, 2005. The Board also heard arguments from DISCO, the New Brunswick Municipal Electrical Utility Association (the Municipals) and Rogers Cable Communication Inc. (Rogers) concerning the Board's authority to set the rate for third party pole attachments.

The Pre-hearing Conference reconvened on May 30, 2005 at which time the Board ruled against DISCO's request for approval of a fuel variance account. Such an account would have allowed DISCO to recover the difference between its actual fuel costs and the amount it had forecast for fuel costs in its current rates, prior to the effective date of the Board's decision on this application. The Board stated that to approve the use of a variance account would effectively result in approval for an interim rate increase and that it had no authority under the Act to do so. DISCO requested an adjournment which was granted until June 8, 2005. A copy of the ruling is included in Appendix A.

On June 6, 2005, DISCO wrote and informed the Board that, pursuant to Section 99 of the Act, it would be increasing rates by 3 percent effective July 7, 2005. That increase replaced DISCO's request for approval of a change in its rates for the 2005/06 fiscal period. DISCO also informed the Board that it intended to amend its application with a request to change its charges, rates and tolls for its fiscal period 2006/07.

DISCO had filed its Phase Two evidence on Cost Allocation and Rate Design (CARD) with the Board on April 17, 2005. CARD is the process of allocating a utility's costs between customer classes and using them in designing rates. The schedule allowed for three rounds of intervenor interrogatories with responses by DISCO. Intervenor evidence was filed on September 6, 2005 and the schedule allowed for one round of interrogatories and responses on that evidence.

The pre-hearing conference was held over 10 days from May 17th to September 19th during which the Board heard arguments regarding the fuel variance account, confidentiality and media access to the hearing room. The Board issued a ruling on July 27, 2005 on media access and on the confidentiality of information filed under section

133 of the Act. A copy is attached as Appendix B. The CARD phase of the hearing began on September 26, 2005.

The Board considered that it was appropriate to review DISCO's load forecast for the 2006/07 test year while the CARD phase of the hearing was underway. That review was held on November 21, 2005. The Board issued its ruling on CARD and the 2006/07 Load Forecast on December 21, 2005, a copy is attached as Appendix D.

DISCO filed its revenue requirement evidence on October 17, 2005 and its revised Class Cost Allocation Study (CCAS) and 2006/07 rate proposal were filed on January 24, 2006. A CCAS determines the allocation of a utility's costs amongst its customer classes. Interrogatories and responses were exchanged between the parties and additional motions days were held to hear arguments regarding confidentiality for interrogatory responses, the appropriateness of interrogatory responses and issues concerning the Public Intervenor's proposed evidence. The Public Intervenor (PI) filed evidence on January 30 and February 17, 2006.

The revenue requirement phase of the hearing began on February 6, 2006. The Board held a "Public Day" on March 3, 2006 at which members of the public and informal intervenors made oral presentations. The presenters spoke on a number of topics including the following:

1. The financial burden of electricity costs on families and business
2. The lack of a competitive electricity market
3. In support of and the need for greater regulation by the Board
4. In support of a fuel surcharge
5. That DISCO and GENCO should continue their progress to reduce operating costs
6. That a rate of return should not be guaranteed
7. NB Power's failure to reduce the overpayment by some customer classes since 1988/89.

The presentations gave valuable insight to the effects that the cost of electricity has on the people and businesses of New Brunswick. The Board wishes to thank all the parties who made presentations. Following is a list of the presenters.

Daniel Laberge	Bowater Maritimes
Stéphane Robichaud	Canadian Federation of Independent Business
Mark Arsenault	NB Forest Products Association
Ted Shannon	Falconbridge
Alex Arsenault	Individual Presenter
Allan Walker	McCains Canada
Allison Brewer	New Democratic Party of New Brunswick
Ashley London	Credit Counseling of Canada
Christina Payne	Individual Presenter
Charles Collins	Individual Presenter
Gary Dewitt	UPM-Kymmene Miramichi
John McKay	City of Miramichi
Lois Dunfield	Common Front for Social Justice
Brenda Dunn	Communications, Energy and Paperworkers
Nasir El-Jabi	Université de Moncton
Ellen Creighton	New Brunswick Student Alliance
Stan Smith	Town of St. George
Barry Gallant	Flakeboard
Wendy Osborne	New Brunswick Chamber of Commerce
Scott Donnelly	New Brunswick Natural Gas Association
Werner Bock	Individual Presenter

Restructuring:

In accordance with provisions of the Act, the New Brunswick Power Corporation (NB Power) applied for continuance under the Business Corporations Act under the name New Brunswick Power Holding Corporation, (HOLDCO).

Subsequently, HOLDCO created the following operating subsidiary corporations:

New Brunswick Power Nuclear Corporation (NUCLEARCO)
New Brunswick Power Generation Corporation (GENCO)
New Brunswick Power Transmission Corporation (TRANSCO)
New Brunswick Power Distribution and Customer Service Corporation (DISCO)

In addition, GENCO has two wholly owned subsidiaries, New Brunswick Power Coleson Cove Corporation (COLESONCO) and NB Coal Limited (NB Coal).
Ms. MacFarlane described the key objectives of the restructuring as being:

1. To structure the utility to operate on a level playing field so as to facilitate a managed transition to a competitive market for energy in New Brunswick, and
2. To assign the risk associated with the power supply business between the shareholder and ratepayer in a manner reflecting commercial industry practice.

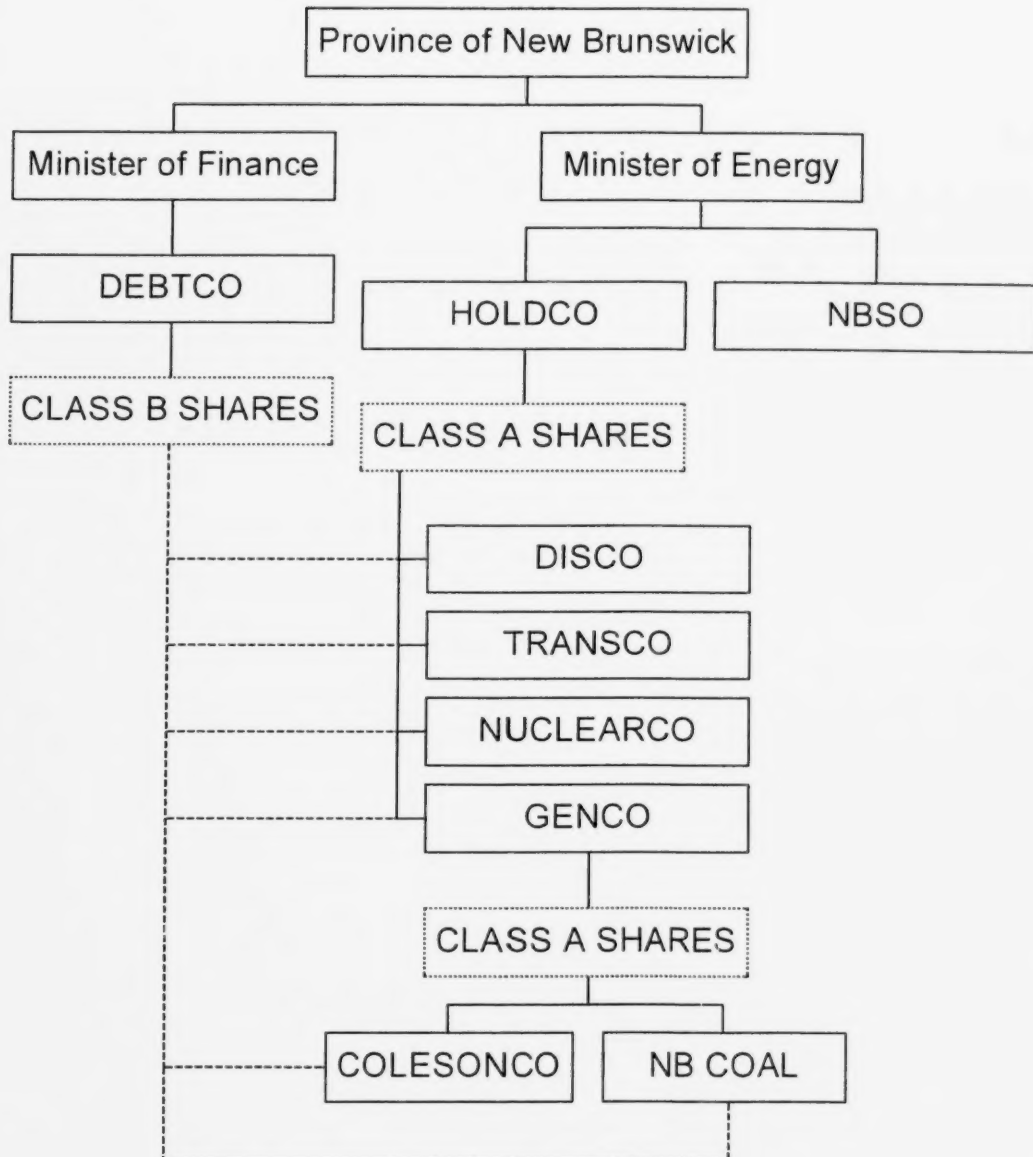
The Act also created two other subsidiaries in furtherance of its objectives;

New Brunswick Electric Finance Corporation (EFC or DEBTCO)
New Brunswick System Operator (NBSO)

The Province of New Brunswick is the sole shareholder of HOLDCO, which in turn owns the Class A voting shares of NUCLEARCO, GENCO, TRANSCO and DISCO, while DEBTCO owns the Class B non-voting shares of these corporations. The effect of

this structure is that HOLDCO controls the four operating corporations and is in turn controlled by the Province through the Minister of Energy.

OWNERSHIP STRUCTURE



Throughout the hearing parties stated that although NB Power had been restructured, it still operated as a fully integrated utility and that a competitive electricity market did not exist in New Brunswick. DISCO commented:

"It is our submission that regardless of the fact that Mr. Knecht and Dr. Rosenberg perceive NB Power as a vertically integrated utility, at law it is not. Pursuant to sections 3 and 4 of the Electricity Act, NB Power was transformed from a vertically integrated utility into a holding company and four distinct corporate legal entities.

They were created by the Electricity Act but as all other business corporations in New Brunswick, they are governed by the Business Corporations Act and have the capacity, powers and privileges of an actual person. Also, the PUB recognized that it does not regulate Genco or Nuclear Co." (Transcript, p. 2328)

EGNB's witness, Dr. Rosenberg, made the following comment.

"...NB Power is an unbundled utility in name only. In other words, it looks like a vertically integrated utility. You know, looks like a duck, walks like a duck, quacks, I think that it's for all intents and purposes a vertically integrated utility despite the restructuring. At least at this time."(Transcript, p. 1498)

Mr. Knecht, the Public Intervenor's witness, stated in his evidence.

"At this stage, I interpret NB Power as having been partially restructured. While the company has been organizationally unbundled, generation planning continues to be done on an integrated basis, competition is non-existent and the PPAs do not represent arms-length transactions." (Exhibit PI-2, p. 12)

Mr. Booker, representing JD Irving, stated in his summation.

"One common theme throughout the hearing has been the manner in which the structure of the NB Power group of companies has been developed in response to the Electricity Act. We share the frustrations of many in the room at the inability to look at what we see as the bulk of the cost elements which are driving the proposed increase. From the beginning, JDI supported a competitive electricity market. We participated actively in the Market Design Committee and continue to participate in the Market Advisory Committee.

NB Power was structured to compete in an open marketplace, and clearly this market has not developed. Originally, it was anticipated that the New Brunswick electricity market would develop to the point that transmission customers could contract with one of a number of distributors. These distributors in turn would source their electricity from amongst several generating companies."

[. . .] "Today, however, we effectively have a situation where a single generation company effectively controls almost all generation assets and a single distribution company purchases almost all of this energy, and sells to all eligible customers. Thus, while in theory a competitive market can exist in New Brunswick, the reality is much different. As a result we have an extraordinary situation whereby power purchase agreements are utilized to flow costs through what is, in effect, still essentially a vertically integrated utility. As a result of these concerns, we recommend that the Board suggest modifications to the Electricity Act to allow the market to be restructured to allow full disclosure until the market truly opens."(Transcript, p. 6057-9)

Mr. Walker, representing McCains Canada, commented:

"we would urge that in the absence of true competition in the generating sector, that they be subject to the oversight that the PUB is currently not permitted to give them."

(Transcript, p. 5227)

3. ISSUES SUMMARY

The Board considers that all users should bear a portion of the joint and common costs incurred to provide their service. However, the Board rejects the specific rate proposals of both DISCO and Rogers due to the nature of the underlying data. After consideration of the evidence placed before it and the decisions in other jurisdictions, the Board believes that an annual rate of \$18.00 per pole for 2006/07 is appropriate. (p.29)

The Board directs DISCO to undertake a study into its poles, equipment and related costs that will be used to review attachment rates at a future hearing. DISCO is instructed to consult with Board staff, Rogers and the Municipals to determine the scope of the study. (p.29)

For the purposes of this hearing, Section 156 of the Act requires the Board to accept any expenditures arising from the Power Purchase Agreements as necessary for the provision of the service. The Board must therefore accept \$1.028 billion as the expense for purchased power for 2006/07. (p.29-30)

The Board appreciates and shares Mr. Hyslop's concern with controlling the Operation, Maintenance and Administration (OM&A) expenses. However, no specific evidence was presented to support the reduction proposed by Mr. Hyslop. The Board expects DISCO to pursue ways to reduce OM&A expenses. The Board will, for 2006/07, accept an amount of \$98.9 million for OM&A expenses. (p.31)

The Board believes that energy efficiency and Demand Side Management (DSM) are topics that require further research by DISCO. The Board directs DISCO to undertake a review of Canadian utilities' energy efficiency and DSM programs including evaluation methods used to identify the cost benefits. This review is to be filed with the Board within six months of the date of this decision. (p.32)

The Board believes that the topic of establishing an arrears fund would be best canvassed during the hearing into DISCO's customer service policies. (p.32)

DISCO is directed to undertake an investigation into current utility practices relating to customer credit and collections. (p.34)

The Board will require DISCO to implement a Universal System of Accounts. (p.35)

The Board orders DISCO to compile a comprehensive Capital Justification Criteria Manual and file it with the Board within six months of the date of this decision. (p.36)

The Board appreciates DISCO's intention to complete a study on its amortization practices and directs that it be filed with the Board within six months of the date of this decision. (p.36)

In the opinion of the Board, the response of DISCO to the legislation is unsatisfactory and the Board orders DISCO to formulate a strategy that would utilize all aspects of the applicable income tax acts in order to minimize Payment In Lieu of Taxes. (p.40-41)

The Board does not consider it appropriate to use the deemed equity method to establish the forecast net income of DISCO for 2006/07. The Board considers that the use of the interest coverage method is more suitable. (p.41)

DISCO's proposed net income of \$14.4 million requires an income before interest expense of \$62.6 million. This level of income together with the forecast interest expense of \$39.4 million produces an interest coverage of 1.59x. The Board considers this coverage to be excessive and will reduce the revenue requirement as discussed below. (p.42)

We believe that setting rates at a level that will permit the utility, over time, to earn an interest coverage ratio of 1.25x will allow it to ultimately raise capital without a Government guarantee. (p.42)

Fairness suggests that the target for each class of customers should be a revenue to cost ratio of 1:1. In other words, the revenues from each class should equal the costs of providing service to that class. (p.43)

The Board has prepared Table A to show the changes in revenue necessary to provide an interest coverage of 1.25 and to have a revenue to cost ratio of 1:1 for each class. (p.43)

Table A shows that the required increase in revenue would be \$87.7 million for the Residential class and \$56.7 million for the Large Industrial class. The Board considers that increases of this size in one year are too drastic. (p.44)

The Board feels that it must break with normal regulatory practice and set rates that will neither return the recommended interest coverage ratio of 1.25x nor target a revenue to cost ratio of 1:1 for each customer class. (p.44-45)

The Board considers that an interest coverage ratio target of 1.10 is appropriate for 2006/07. (p.45)

The total revenue requirement for 2006/07 approved by the Board is \$1.2887 billion. This represents an increase in the total revenue requirement of 8.8% over the revenue forecast at existing rates. The revenue requirement from the major customer classes is an increase of 9.6% over the revenue forecast at the existing rates. (p.45)

The Board considers that it is appropriate for the 2006/07 year that each class have a revenue to cost ratio of at least 0.95. (p.46)

The Board is of the view that it is also important to lower the revenue to cost ratios for those classes that have ratios significantly above 1.05. (p.46)

The one class with a revenue to cost ratio greater than 1.05 that will not receive a rate decrease is General Service II. This class will have a modest increase of 5.38% which will move its rates more in line with the rates for General Service I. (p.46)

We suggest that DISCO apply in the early fall of this year for approval of new rates for the 2007/08 year. Provided that Government accepts the Board's recommendations for changes in legislation discussed elsewhere in this decision, it could be an abbreviated proceeding. This abbreviated hearing will allow the Board to move all classes closer to unity. If the legislative changes recommended are accepted, then the 2008/09 rate hearing could begin during the winter of 2007 and allow a review of all the costs of the utility including those related to GENCO and the PPAs. At that time the Board will, as a priority, move those classes with a revenue to cost ratio above 1.05 aggressively towards unity. (p.48)

The process of rate design involves the selection of the basic rate structure and the values of parameters and prices used in that structure. (p.49)

The Board agrees that a flat rate with an appropriate service charge would better meet the design goals of reducing intra-class subsidy and providing better marginal cost information to customers. (p.51)

The Board therefore approves a residential rate in which: (p.52)

1. The service charge remains at \$17.74 per Billing Period for urban residential customers, and \$19.44 per Billing Period for rural and seasonal residential customers;
2. The size of the first block of energy is set at 1000 KWh per Billing Period;
3. The 1st block price is set at 9.2 ¢ per KWh; and

4. The remainder, or run-out, price is set at 8.6 ¢ per KWh.

There was consensus that the two classes, General Service I and General Service II, should be merged over time. The Board continues to believe that it is appropriate, at this time, to maintain two separate General Service classes. The Board approves the following rate structures for the General Service classes. (p.59-60)

<u>General Service I</u>		<u>General Service II</u>
Service charge	\$20.00	\$20.00
Demand charge		
1 st 20 KW	no charge	no charge
Balance	\$8.78/KW	Lessor of \$5.15/KW Or \$0.02575/KWh
Energy Charge		
1 st 5000 KWh	\$.0825/KWh	\$.0900/KWh
Balance	\$.0725/KWh	\$.0825/KWh

Small Industrial Class: The Board approves the following rates. (p.60)

Demand charge: all kW	\$5.49/KW
Energy charge:	
1 st 100 KWh/KW	\$0.1059/KWh
Balance KWh	\$0.0498/KWh

Large Industrial Rates:

The revenue requirement approved by the Board for the large industrial class for 2006/07 represents an increase of 15.36% over existing rates, subject to adjustment for the capital contribution from sales of surplus/interruptible energy. (p.60)

Wholesale Rates:

The revenue requirement approved by the Board for the wholesale class for 2006/07 represents an increase of 5.69% over existing rates, subject to adjustment for the capital contribution from sales of surplus/interruptible energy. (p.62)

Water Heater Rental:

The revenue requirement for water heater rentals as approved by the Board for 2006/07 represents a decrease of 16.66% to the revenue that would be provided by the existing rates. The Board orders DISCO to reduce its water heater rental rates by 16.66%. (p.63)

Street Lights and Unmetered:

The revenue requirement for street lights and unmetered service, as approved by the Board for 2006/07, represents a decrease of 10.05% to the revenue that would be provided by the existing rates. DISCO is ordered to reduce its rates for these services by 10.05%. (p.63)

Connection Charges:

The Board approves the connection charges as proposed by DISCO. (p.63)

All of the changes in rates, as approved by the Board in this decision, are effective as of August 1, 2006.

The Board believes that if Disco adopts a policy to come before the Board on a regular basis, filing updated and complete information, then the time expended and costs incurred because of regulation will diminish dramatically. (p.67)

NB Power Operating Results 1994 to 2005

Reserve accounts, referred to at the hearing as "rainy day accounts", had been established and accumulated over many years and were approved by the Board. They had a balance, in total, in excess of \$169 million. They were collapsed and the balances in the accounts were used to reduce losses in 1994/95, 1995/96 and 1996/97. NB Power eliminated the accounts without requesting approval from this Board. (p.68)

The Board has accumulated the results reported by NB Power and the changes in the regulatory deferral accounts and these are shown in Appendix E. (p.69)

The State of the Electricity "Market":

The Board concludes that:

1. The required conditions laid out in the White Paper for a competitive market have not been met.

- (a) The Crown utility's generation portfolio has not been broken up.
- (b) The province's transmission interconnections with adjacent markets have not been significantly increased, and no study has been made to support the notion that the proposed 2nd tie-line to New England will be sufficient to permit a competitive market in New Brunswick.
- (c) A Regional Transmission Organization (RTO) has not been established.
- (d) The Non-Utility Generator contracts have not been conveyed to a distribution company, nor have they been restructured to allow the resources to compete in the New Brunswick market.
- (e) The likelihood of the transmission and generation companies acting independently is put in question because of their common Board of Directors.

2. The structure of the PPAs confer "an inherent competitive advantage relative to new entrants" to GENCO through the requirement that DISCO pay all of GENCO's fixed costs.

3. The current regulatory regime is not adequate to protect the interests of New Brunswick's electricity users in the absence of a competitive market. Boards normally have the power to investigate customer complaints of regulated monopolies and impose remedies as required. This Board has just such authority in respect of both the natural gas distribution utility and the electric transmission utility it regulates. Similar authority was not granted in respect of DISCO, and the Board cannot initiate a rate review despite the clear policy intention that it should be able to do so.

4. The mechanism used to handle stranded costs introduces an unnecessary barrier to market development. The Act places the sole discretion for initiating a hearing into stranded costs in the hands of DISCO. The Board is unable to order such a hearing, and DISCO's customers are unable to initiate a hearing without giving notice of their intent to leave standard service. Customers cannot make a reasonable determination as to whether or not they should leave standard service until they know the stranded cost implications of their departure, and they cannot know those costs until the hearing is held. This is clearly a significant and unnecessary impediment to the development of the market. (p.70-73)

In fact, GENCO is an unregulated monopoly supplier of electricity in New Brunswick. (p.73)

The Board finds no basis in law or policy to justify its consideration of the notion of a "level playing field" between different energy sources in setting electricity rates. (p.73)

There are three power purchase agreements between DISCO and its affiliates.

The COLESONCO Tolling Agreement.

The NUCLEARCO Energy Purchase Agreement.

The GENCO Vesting Agreement.

Together, these three agreements are responsible for 1.028 billion dollars (approx. 80%) of DISCO's costs. (p.75)

While these agreements define DISCO's costs, there is no mechanism in place to ensure that they fairly reflect the actual costs of these affiliates. (p.75)

The Non-Utility Generator (NUG) contracts are contracts for the supply of power and energy from non-utility generators in New Brunswick. The vesting PPA requires that fuel consumption for the NUG plants be estimated using the modeling assumption that all of the NUG plants are dispatched on a must-run basis. If all of the NUG plants were not designated "must-run", the fuel volume and cost estimates would be lower and the Board would reduce the revenue requirement for the test year. (p.76-77)

DISCO filed confidential evidence indicating that fuel costs would be substantially lower if the natural gas units were dispatched in economic merit order. The net benefit to DISCO in this circumstance would be a savings of a substantial sum of money. (p.78)

It is important to note that the vesting agreement requires DISCO to pay the fixed costs associated with GENCO's assets. This means that the long-term financial risks associated with owning the generation assets is borne by DISCO and its customers. (p. 78)

Further, since DISCO assumes this risk, normally the most significant risk borne by a generator, it is reasonable to expect that DISCO would obtain a much larger share of the export benefits than GENCO. (p.79)

Insurance:

It appears that DISCO's customers' bear risks that the White Paper anticipated would flow to the generation plants' investors. (p.79)

The difference between the reasonably expected production capacity and DISCO's entitlement is equivalent to some 690 MW of production capacity that DISCO pays for but GENCO is free to sell on the open market. (p.83)

DISCO is required to sell capacity to GENCO at a price lower than GENCO charges DISCO for the same capacity. DISCO's customers appear to subsidize GENCO by \$6.5 million for the test year. (p.84)

The Board also notes that the payments by DISCO to GENCO are adjusted upwards annually to compensate for general inflation, but no such adjustment is made to the payments from GENCO to DISCO. Such asymmetrical treatment is not appropriate. (p.85)

If DISCO were to reduce its peak demand while holding its energy sales constant by load shifting through time-of-use rates, it would be reasonable for it and its customers to capture the benefit of that demand reduction by reducing its capacity nomination under the PPA. The net result would likely be that DISCO would pay the New England price to GENCO for the energy shortfall. Such a disincentive for good asset utilization is not in the best long-term interests of either DISCO's customers or the shareholder. It is also inconsistent with the direction established in the government's White Paper. (p.85)

The NUCLEARCO PPA was structured so that DISCO pays it a simple price, in \$ per MWh, for energy delivered. This price clearly includes compensation for both fixed costs and variable costs. In the event of a shortfall by NUCLEARCO, GENCO will make it up using capacity that is already fully paid for by DISCO, and charge a price that includes an allowance for capacity, effectively double billing DISCO for capacity. (p.87)

The pricing provisions of the Point Lepreau PPA shortfall clause appear to be inconsistent with public policy goals and raise a reasonable apprehension of unfair treatment for DISCO's customers. (p.88)

The Board finds that section 156 is spent and of no force and effect in respect of any applications following delivery of the present decision. (p.90)

The Board cannot initiate a hearing into exit fees. (p.93)

Actual production by GENCO's hydro-electric facilities during the first eight months of the 2005/06 year was 655.6 GWh higher than average, as water flows were significantly greater than average. This extra production, in only eight months, was approximately 25% more than the normal full year production of 2654 GWh. Hydro production continued above normal and at the end of eleven months, the extra production had resulted in a payment to DISCO from GENCO of \$21.3 million which was based on the incremental cost for in-province energy only. If the incremental cost had been based on the most expensive energy produced by GENCO, including export sales, the payment to DISCO would have been \$71.8 million or \$50.5 million more. (p.94)

The Board, in its decision dated May 22, 1991, concluded that the principle of adjusting NB Power's annual operating results so as to equalize the operating performance of the nuclear and hydro units was appropriate. (p.96)

The Board considers it unlawful that the regulatory reserve accounts approved by it in the early 1990s were eliminated without its approval. (p.96)

The Board is of the opinion that it has the authority to establish a hydro adjustment or deferral account for the test year 2006/07. However, the Board is not going to do so at this time. (p.97)

The Board directs DISCO to file with the Board a proposal outlining how such an account could be established together with suggested terms and conditions for its operation. (p.98)

The Board is concerned that the Act does not contain an express provision allowing it to review proposed capital expenditures of DISCO. (p.98)

Most of the intervenors, both formal and informal, agreed that the NB Power group of companies today still operates as a vertically integrated utility. (p.99)

Most of the intervenors submitted that there is no competitive market for electricity in New Brunswick and further argued that until such time as there is a competitive market, the NB Power group of companies should all be fully regulated by the Board. (p.100)

The Board strongly recommends to Government that a complete review of the Act occur immediately. One of the objectives of such a review would be to provide the Board with normal regulatory tools including general supervisory powers over the NB Power operating companies. (p.100)

The Board makes specific recommendations in respect of amendments to the Act. (p.100)

4. REVENUE REQUIREMENT AND RATES FOR 2006/07

Purpose of the Hearing:

The principal purpose of the hearing was to determine the revenue requirement for the financial year ending March 31, 2007. Having determined the overall revenue requirement, the Board must then allocate the revenue amongst all classes of customers, then set the actual rates to be charged to those customers.

Section 156 of the Act restricted the Board in its ability to properly review many of the costs that make up the revenue requirement. This is discussed in detail later in this decision. The Board must stress that out of the \$1.3 billion revenue requirement proposed by DISCO it was forced to accept almost \$1.1 billion as necessary due to Section 156. In other words, the Board could not, for this hearing, make any adjustments to costs that represent over 80% of the total expenses.

Rates for Third Party Pole Attachments:

Poles are essential for the delivery of electricity and communications to NB homes and businesses. DISCO and Aliant jointly own and control over 300,000 poles in the province. A typical 40 ft. hydro pole includes a 2 ft. space allocation for communication attachments. Third parties that use any of this space pay an annual pole rental rate. In 1967 NBP entered into a joint use agreement with Aliant for sharing the poles. That agreement was replaced in 1996 with a joint sub-agreement to include third party pole attachments. Under that agreement, Aliant administered the communication space for the poles and charged Rogers, a cable service provider, a pole attachment rate of \$9.60

On January 30, 2004, DISCO gave Aliant a 30-day termination notice of their Third Party Attachments Sub-Agreement. In April, DISCO notified Rogers that it was re-assuming administrative control over its poles and began invoicing Rogers at the increased rate of \$18.91 as of May 1, 2004. Rogers was notified that the annual attachment rate would increase to \$23.50 on April 1, 2005 and to \$28.05 on April 1, 2006. DISCO has requested approval of an annual rate of \$30.61. Rogers, in its evidence, proposed a rate of \$13.26/pole annually.

Rogers attempted to negotiate an agreement with DISCO on its proposed rate and failed. Rogers applied for and was granted formal intervenor status in the current application. The Board heard arguments from the parties on its authority to set rates for third party

pole attachments and ruled, on October 27, 2005, that its jurisdiction included setting attachment rates. A copy of this ruling is attached as Appendix D.

The Board has carefully considered the detailed evidence, the testimony and the final arguments of the parties. There was little agreement between the parties on space allocation, wire sag, pole numbers, embedded costs, vegetation management and productivity losses.

After careful consideration, the Board finds that quality and accuracy of the financial and operational information used by the parties is not sufficient for rate setting. For example, the total number of poles recorded in DISCO's accounting records of 362,089, varies significantly from the number of poles recorded in its geographic information system estimated at 343,000. Costing data numbers from 1964 to 2005 identifies the number of poles as 339,241. The number of joint use poles, was estimated by Mr. O'Hara to be approximately 291,085 however the number of poles used by DISCO in calculating its embedded costs was 309,091.

The Board agrees that all users should bear a portion of the joint and common costs incurred to provide their service. However, the Board rejects the specific rate proposals of both DISCO and Rogers due to the nature of the underlying data. Based on the evidence placed before it and the decisions in other jurisdictions, the Board believes that an annual rate of \$18.00 per pole for the test year is appropriate. The Board directs DISCO to undertake a study into its poles, equipment and related costs that will be used to review attachment rates at a future hearing. DISCO is instructed to consult with Board staff, Rogers and the Municipals to determine the scope of the study.

The Board recognizes that by approving this rate DISCO will receive \$1.3 million less in revenue from pole attachments. This will decrease the miscellaneous revenue forecast from \$23.6 million to \$22.3 million.

Purchased Power Expense:

DISCO does not generate any electricity and must purchase all the energy and capacity required to serve its customers. It does this through various power purchase agreements (PPAs). The cost associated with the PPAs for 2006/07 is estimated to be \$1.028 billion. That amount was verified for reasonableness by La Capra Associates, an independent expert retained by DISCO. For the purposes of this hearing, Section 156 of the Act requires the Board to accept any expenditures arising from the PPAs as necessary for the provision of the service. The Board must therefore accept \$1.028 billion as the expense for purchased power for 2006/07.

Transmission Expense:

DISCO forecast a cost of \$61.6 million for transmission services in 2006/07. This cost is based on the rates contained in the Open Access Transmission Tariff (OATT) administered by the NBSO and approved by this Board. No party took exception to this expense and the Board will accept the cost for 2006/07 as forecast by DISCO.

Operations, Maintenance & Administrative Expenses:*(i) Amount for 2006/07*

The forecast OM&A expense for 2006/07 is \$98.9 million. This total includes \$27.7 million of expense that results from service agreements with affiliated companies. Section 156 states that these expenditures must be accepted as necessary and not subject to adjustment by the Board in this hearing.

Of the remaining \$71.2 million, labour and benefits amounts to \$48.0 million or approximately 67%. DISCO has reduced the number of its employees by 20% and is confident about this expense forecast. No evidence was provided to indicate that the figure of \$48.0 million was overstated.

Mr. Hyslop recommended *"that the Board reduce OM&A component of the revenue by five percent or \$5 million. If nothing else this will serve as an incentive to accelerate the efficiency improvements frequently touted during the testimony..."*. (Transcript, p. 6157)

The Board appreciates and shares Mr. Hyslop's concern with controlling the OM&A expenses. However, no specific evidence was presented to support the reduction proposed by Mr. Hyslop. The Board expects DISCO to pursue ways to reduce OM&A expenses. The Board will, for 2006/07, accept an amount of \$98.9 million for OM&A expenses.

(ii) Energy Efficiency & Demand Side Management

Energy Efficiency refers to the efficient use of energy by consumers. Demand Side Management (DSM) refers to energy conservation and load shape modifying activities that are undertaken in response to a utility administered program. It includes the planning, implementation and monitoring of a utility's activities designed to encourage consumers to modify their patterns of energy usage, including the timing and level of electricity demand. It does not refer to energy and load shape changes arising from the normal operation of the marketplace or from government-mandated energy efficiency standards.

DISCO reduced its load forecast for 2006/07 by 82 GWh due to energy efficiency and conservation. Vibrant Communities Saint John (VCSJ) questioned DISCO about its DSM activities. It stated that some utilities in Canada had certain DSM programs designed to assist low-income households and that DISCO's load forecast for residential demand of 5008 GWh includes a reduction of only 36 GWh for DSM and energy efficiency

improvements. VCSJ stated its concern that DISCO's staff of 7 energy advisors, who assist the residential and general service classes, were insufficient in number to deliver an efficient program of demand side management.

VCSJ stated its opinion that late payment charges were not the result of negligent customers but rather resulted from customers falling behind on their winter heating bills in part due to the fact they live in older, inefficient homes. They recommended that DISCO's revenue from residential late payment charges be used to establish a specific fund that promotes energy efficiency in low income households. The fund could be developed and managed in cooperation with the New Brunswick Energy Efficiency and Conservation Agency.

The Board believes that energy efficiency and DSM are topics that require further research by DISCO. The Board directs DISCO to undertake a review of Canadian utilities' energy efficiency and DSM programs including evaluation methods used to identify the cost benefits. This review is to be filed with the Board within six months of the date of this decision.

(iii) Customer Assistance Programs

VCSJ encouraged DISCO and the Board to consider establishing an arrears fund as an active measure designed to support low-income households. It was noted that the Salvation Army administers such a utility-financed program in Nova Scotia. Low-income ratepayers apply to the charitable organization for assistance to pay their overdue electricity accounts. VCSJ stated that there were other utilities across Canada that also offer programs or funding to assist low-income customers who experience difficulty paying for their energy consumption, particularly during the winter season.

The Board recognizes that the establishment of an arrears fund would impact DISCO's revenue requirement in any given year. As well, such a fund would require the development of new customer policies, funding and administration. The Board believes

that the topic of establishing an arrears fund would be best canvassed during the hearing into DISCO's customer service policies. This hearing should also include a discussion on the Board's authority to order DISCO to implement such a fund.

(iv) Credit & Collections Procedures

During 2004/05 DISCO scheduled 12,197 accounts for disconnection due to non-payment, of which 5,100 disconnects were actually made. In the same year DISCO entered into 106,804 financial arrangements, virtually all of which were with residential customers. Despite the large number of financial arrangements DISCO is not able to determine which customers require habitual collection activity.

The evidence indicates that 660,000 late payment/disconnect notices are sent annually (approximately one for every 6 bills issued). Ninety percent of such notices are triggered by the collection process based on criteria such as (1) the age of the receivable, (2) the amount of the arrears, and (3) the customer's credit history. For low risk residential customers, the first reminder is sent 11 days after the due date, the second reminder at 21 days after the due date and a final reminder at 31 days after the due date. A telephone contact is made at day 41 and a disconnection is scheduled at day 51.

Late Payment and Disconnect Notices sent in 2004/05 as a percent of bills sent were 6% for Newfoundland Power and 16% for Nova Scotia Power as compared to 17% for DISCO. Although the bad debt expense and number of employees dedicated to credit and collection for these other utilities are not on the record in this proceeding, DISCO should be aware of the best and most efficient practices in this area.

The Board is generally aware of certain credit and collections procedures used in other jurisdictions. Considerable work has taken place in Ontario since the OEB's "Retail Settlement and Distribution System Codes" became effective in February, 2004.

The Board is also aware that some jurisdictions issue different "reminder" notices depending on a customer's credit score. For instance, in Colorado, Excel Energy's customers with a "good" credit score receive a reminder letter 33 days after their due date, a notice of disconnection on day 64 and the disconnection action begins on day 74. Customers who do not have a "good" credit score do not receive a reminder letter at all, they are sent a notice of disconnection on day 33 and the disconnection is initiated on day 41.

The Board wonders if issuing 660,000 late payment/disconnect notices is serving a useful purpose if such notices are not being targeted in a way that reflects the customer's regular payment practice. It may serve more as an aggravation to many customers than as an effective method of enforcing credit policy. The Board has concerns that DISCO does not track the payment records in a way that can identify habitual late payment practices. This would assist in assessing the effectiveness of introducing deposit requirements from those who demonstrate poor credit worthiness on an on-going basis.

Initiatives should be undertaken to find ways to evaluate staffing levels. Modifications of the collection policies and procedures could reduce payment problems and reduce the associated costs that must be recovered from customers.

DISCO is directed to undertake an investigation into current utility practices relating to credit and collections. It is to file its findings prior to the hearing on Customer Service and Policies. The Board directs DISCO to discuss this matter with Board staff prior to undertaking this investigation.

(v) Uniform System of Accounts

A Uniform System of Accounts (USOA) is a system for recording and reporting information for use in the preparation of financial and operational reports. Such systems include basic definitions, accounting and operational descriptions and instructions. They

provide a standard or uniform methodology for recording and reporting information and have been developed and adopted by industry and regulators.

A USOA is the base that provides quality information for benchmarking purposes, both year over year and between utilities. It provides information recorded in a clearly defined set of accounts that is transparent to all users and not changed without the regulator's approval. In many jurisdictions USOAs have been developed and are required to be used by electric, gas, water and sewage utilities. In Canada, both Alberta and Ontario have adopted USOAs for use by utilities in the electricity and natural gas sectors.

The Board believes that parties would have been better served had a USOA been available. The Board is aware that the Canadian Electrical Association is developing, with its members, a USOA for use by its members. The Board will require DISCO to implement a USOA. DISCO is ordered to work with Board staff to propose an appropriate USOA and a time period for its implementation.

(vi) Capital Investment Criteria

The majority of "Distribution" work does not lend itself to individual cost benefit analysis as it is typically large volume, small dollar value in nature, with no single proposed additions greater than \$250,000. Ms. MacFarlane confirmed that 90% of investment under the categories of asset reliability and load growth is not subject to financial analysis incorporating the cost of capital. Ms. MacFarlane further stated that DISCO's own Board is not satisfied with the existing degree of rigor relating to capital investment decisions, and has asked that the process be changed prior to the preparation of the 2007/08 budget.

The response to DISCO (PUB) IR-229 showed that over \$2,800 could be saved by the immediate replacement of four vehicles. However, during the hearing, it was identified that the analysis did not take into account the cost of capital for acquiring the new vehicles. Adding in this financing cost would mean that immediate replacement would

not be economic. Mr. Marois undertook to investigate the reason the analysis omitted financing costs.

The Board is concerned that something as fundamental as the cost of capital could have been omitted from financial analyses. It brings into question the extent to which good management practices may be lacking in other areas, which may increase costs to consumers.

The Board acknowledges that it is not normal to make an individual financial analysis on many distribution assets. However, these investments represent \$30 million for 2006/07. The Board's view is that financial evaluations for "types" of repetitive investments should be documented on a periodic basis. This should form part of a comprehensive corporate "Capital Justification Criteria" manual, which would provide a one-stop source of information relating to the financial analysis for all capital expenditures.

The Board orders DISCO to compile a comprehensive Capital Justification Criteria Manual and file it with the Board within six months of the date of this decision.

Amortization Expense:

DISCO forecast amortization expense for 2006/07 of \$43.4 million. No party took exception and the Board will accept the amount for 2006/07. The Board retained Mr. Kennedy, an expert on amortization practices, who identified various ways that DISCO's approach differs from that used by the majority of North American utilities. DISCO acknowledged that improvements could be made and agreed to undertake a study into this matter. The Board appreciates DISCO's intention to complete a study on its amortization practices and directs that it be filed with the Board within six months of the date of this decision.

Taxes, Excluding Payments in Lieu of Income Tax:

Taxes, excluding payment in lieu of income tax, were estimated at \$13.4 million for 2006/07 by DISCO. There were no objections and the Board will accept this amount.

Interest Expense:

On October 1, 2004, HOLDCO transferred to its operating subsidiaries the business and net assets of the business units that operated the Point Lepreau nuclear station (NUCLEARCO), the other power generating facilities (GENCO), the high voltage transmission assets (TRANSCO) and the distribution and customer service operations (DISCO). With the exception of TRANSCO, the transfers were effected at the recorded net asset values of the business units in exchange for promissory notes issued to HOLDCO equal to the value of the net assets transferred. In the case of TRANSCO, \$140 million of Class B non-voting shares were issued to HOLDCO together with promissory notes for the balance of the net asset values received.

DEBTCO is a crown corporation that reports to the Minister of Finance. On October 1, 2004 HOLDCO transferred to DEBTCO all the promissory notes it had received from its subsidiaries and the Class B non-voting shares of TRANSCO in exchange for the assumption of all the debt obligations of HOLDCO to the Province. At the date of restructuring, NB Power had accumulated a deficit of \$187 million. The deficit was eliminated by DEBTCO issuing to HOLDCO equity in the form of contributed surplus of that amount.

The effect of these transactions is that DISCO will be responsible for retiring \$661 million of the debt obligations of the Province that were outstanding on September 30, 2004. NB Power's total debt obligations at that date were over \$3.5 billion and were referred to during the hearing as "legacy debt".

DISCO makes interest payments on this debt to DEBTCO as required by the terms of the underlying debt instruments. These payments are shown as an expense on the income statement and are part of the revenue requirement proposed by DISCO for 2006/07.

DISCO also makes principal payments to DEBTCO as required. These payments are not an expense on the income statement and are not part of the revenue requirement in 2006/07. Each year DISCO pays DEBTCO 1% of the original principal amount of each debenture. At the time of maturity of each debenture, DISCO will pay the remaining principal amount. These payments will be financed by cash from operations or by issuing new debt.

The Board believes that it is the intention of the Province to have DISCO, over time, replace its part of the legacy debt guaranteed by the Province with debt guaranteed by DISCO. This replacement of one guarantee for another will have little, if any, effect on DISCO's revenue requirement.

DISCO has forecast an amount of \$39.4 million as its interest expense for 2006/07. This is the sum of the interest payments on debt owed by DISCO to finance its business in 2006/07. The Board will accept this amount.

Payments in Lieu of Income Taxes (PILT):

The Act includes the following provisions:

"37(1) During the period that the Corporation or a subsidiary of the Corporation incorporated pursuant to subsection 4(1) is exempt under subsection 149(1) of the Income Tax Act (Canada) from the payment of tax under that Act, it shall pay to the Finance Corporation in respect of each taxation year an amount equal to the amount of the tax that it would have been liable to pay under that Act if it were not exempt.

37(2) During the period that the Corporation or a subsidiary of the Corporation incorporated pursuant to subsection 4(1) is exempt under subsection 10(1) of the New Brunswick Income Tax Act from the payment of a tax under that Act, it shall pay to the Finance Corporation in respect of each taxation year an amount equal to the amount of the tax that it would be liable to pay under that Act if it were not exempt."

The definitions in the Act indicate that "Corporation" means the New Brunswick Power Corporation as continued under the Business Corporations Act under the name HOLDCO. DISCO is a subsidiary of HOLDCO and thus is subject to PILT.

Sections 37(1) and 37(2) above clearly state that a subsidiary shall pay an amount equal to the amount of the tax that it would have been liable to pay under the relevant income tax acts if it were not exempt.

Note 3j of DISCO's financial statements for the period ended March 31, 2005 states:

"The Corporation is required to make special payments in lieu of taxes to the NBEFC. Total special payments in lieu of taxes consist of:

- *An income tax component based upon accounting net income multiplied by a rate of 35.12%. [Emphasis added].*
- *A capital tax component based upon the large corporation tax rules contained in the federal and provincial income tax acts."*

The adoption of this accounting policy is not in compliance with the method of calculation required by the Act.

DISCO calculated PILT on the basis of accounting income and not taxable income.

Under questioning by Mr. MacNutt concerning the calculation of PILT, Ms. MacFarlane stated as follows:

"In exhibit A-50 under the direct evidence of Lori Clark, tab 4, which is actually my evidence, on page 7 ... Lines 7 through 12 speak to the calculations, showing the underlying rates which are specified by the Income Tax Act and the calculations. The calculation is done on the basis of accounting income and there is no allowance for any temporary differences in asset base between what might be capital cost allowance or undepreciated capital cost in the Income Tax Act, and the accounting value of the assets."

There was an IR that addressed that, PI IR-19 and 55. And this was a measure that was agreed to with EFC to avoid legal and accounting costs that would be associated both with set up and maintenance of the dual tracking of asset values and the cost of establishing initial tax values which would require rulings from Canada Revenue Agency. So the tax is done on the basis of accounting income and that is the amount that is remitted to EFC.

We did, by the way, seek advice from Deloitte & Touche about the nature and cost associated with tracking separate asset values. Their advice was that we would require three to four tax accountants, perhaps tax assistants in our legal department, that there would be external consulting costs annually that would be very expensive. There would be very expensive systems costs associated with putting in place records that would track the tax cost of assets." (Transcript, p. 3759-60)

The Board notes that there are other provisions of the federal and provincial income tax acts in addition to the temporary differences related to capital assets, that would also require consideration in determining the current tax liabilities of DISCO under section 37 of the Act. Such provisions might have a significant effect on the calculation of special taxes in lieu of income taxes and thus on the cash flow of DISCO.

In the opinion of the Board, the response of DISCO to the legislation is unsatisfactory for the following reasons:

- a) The Act is clear as to the basis of the required calculation of PILT.
- b) Pursuant to the Act, the Board has regulatory authority over DISCO and should have been advised of the perceived difficulties in this matter, so that a ruling could have been given before the hearing.
- c) The greatest difficulty in this matter appears to be the value at which assets would be recorded for income tax purposes. The Board is of the opinion that the book values at which assets were transferred to DISCO would have been an acceptable basis for calculating capital cost allowances and would be prepared to so rule.
- d) The Board considers that the cost of calculating special payments under this ruling would not be as onerous as indicated by Ms. MacFarlane in her evidence.
- e) Companies operating in a competitive marketplace and subject to income tax make every effort to minimize their overall tax liability.

The Board orders DISCO to formulate a strategy that would utilize all aspects of the applicable income tax acts in order to minimize PILT.

Net Income:

DISCO forecast a net income of \$14.4 million for 2006/07. This amount was effectively based on two key assumptions. The first assumption was a capital structure of 57.5% debt and 42.5% equity. The second assumption was a return on equity of 10%.

The evidence indicated clearly that for 2006/07, the only equity that DISCO might have would be any retained earnings generated by the end of the 2005/06 financial year. There

was no forecast of any contribution of share capital in 2006/07 and DISCO did not request a deemed capital structure for 2006/07.

The Board therefore does not consider it appropriate to use the deemed equity method to establish the forecast net income of DISCO for 2006/07. The Board considers that use of the interest coverage method is more suitable.

In its decision of May 22, 1991, the Board stated that the most important ratio for NB Power to consider was the interest coverage ratio. Furthermore, it considered that a target ratio of 1.25x coverage was appropriate for NB Power and would be consistent with other Canadian utilities.

DISCO's proposed net income of \$14.4 million requires an income before interest expense of \$62.6 million. This level of income together with the forecast interest expense of \$39.4 million produces an interest coverage of 1.59x. The Board considers this coverage to be excessive and will reduce the revenue requirement as discussed below.

This Board has, as does each regulator when setting rates, a dual responsibility. First, it must set just and reasonable rates that are fair and equitable to all the customers of the utility. Second, it must allow the utility to earn a return on its investment sufficient to allow it to attract capital and thus continue to offer the service for which it has the monopoly.

We believe that setting rates at a level that will permit the utility, over time, to earn an interest coverage ratio of 1.25x will allow it to ultimately raise capital without a Government guarantee. An interest coverage ratio of 1.25 for 2006/07 requires that the total revenue requirement be set at \$1.2947 billion. The total revenue comes from sales to the major customers classes (such as residential), from sales of interruptible and surplus energy and from various miscellaneous services. The amount that must be recovered from the major customer classes is calculated as follows:

Total Revenue Requirement		1,294.7
Less: Interruptible/Surplus	62.0	
Miscellaneous (as adjusted)	<u>22.3</u>	
	84.3	<u>(84.3)</u>
Net Revenue from Major Customer Classes		1,210.4

Fairness suggests that the target for each class of customers should be a revenue to cost ratio of 1:1. In other words, the revenues from each class should equal the costs of providing service to that class.

The Board has prepared the Table A to show the changes in revenue necessary to provide an interest coverage of 1.25 and to have a revenue to cost ratio of 1:1 for each class.

TABLE A			
MAJOR CUSTOMER CLASS	REVENUE AT EXISTING RATES	CLASS REVENUE REQUIREMENT (1.25 Interest Coverage and 1:1 Revenue to Cost Ratio)	% CHANGE NECESSARY
Residential	455.8	543.5	19.2%
General Service 1	103.9	88.5	(14.8%)
General Service 2	111.5	102.8	(7.9%)
Small Industrial	42.3	43.9	3.8%
Large Industrial	262.3	319.0	21.6%
Water Heaters	15.0	10.4	(30.6%)
Street Lights / Unmetered	19.9	12.0	(39.7%)
Wholesale	87.8	90.3	2.9%
TOTAL	1,098.5	1,210.4	10.2%

Table A shows that the required increase in revenue would be \$87.7 million for the Residential class and \$56.7 million for the Large Industrial class. The Board considers that increases of this size in one year are too drastic, particularly in light of the following comments.

The Board could not challenge over \$1 billion of DISCO's costs during this hearing. The Board also has strong concerns about some of the data used in the cost allocation study underlying the customer class costs as set out above. For these reasons, we do not believe that we should set the revenue requirement for each class as indicated in Table A at this time. Accordingly, the Board feels that it must break with normal regulatory

practice and set rates that will neither return the recommended interest coverage ratio of 1.25x nor target a revenue to cost ratio of 1:1 for each customer class.

The Board considers that an interest coverage ratio target of 1.10 is appropriate for 2006/07. This level of interest coverage results in a net income of \$3.9 million.

Total Revenue Requirement:

The total revenue requirement for 2006/07 approved by the Board is \$1.2887 billion as shown in Table B below. This represents an increase in the total revenue requirement of 8.8% over the revenue forecast at existing rates.

TABLE B

Calculation of Total Revenue Requirement for 2006/07

Purchased Power	\$ 1,028.1
Transmission	\$ 61.6
OM&A	\$ 98.9
Amortization	\$ 43.4
Taxes, Other than Income	\$ 13.4
Interest	\$ 39.4
Net Income	<u>\$ 3.9</u>
Total Revenue Requirement	\$ 1,288.7

This total revenue requirement is \$6.0 million less than that required for a 1.25x interest coverage. The revenues from interruptible/surplus energy and miscellaneous services are not affected. This means that the revenue that must be recovered from the major customer

classes is reduced to \$1.2044 billion. This revenue requirement from the major customer classes is an increase of 9.6% over the revenue forecast at the existing rates.

Revenue to Cost Ratios:

The Board considers that it is appropriate for the 2006/07 year that each class have a revenue to cost ratio of at least 0.95. Establishing this minimum ratio will reduce inter-class cross-subsidies and allow rates to provide a price signal that will lead to more efficient use of electricity. The Board is of the view that it is also important to lower the revenue to cost ratios for those classes that have ratios significantly above 1.05. For this reason, the Board is approving rate decreases for the General Service I, Water Heaters and Street Lights/Unmetered classes. The one class with a revenue to cost ratio greater than 1.05 that will not receive a rate decrease is General Service II. This class will have a modest increase of 5.38% which will move its rates more in line with the rates for General Service I. Many parties recommended that the rates for the General Service classes be brought closer together and the Board agrees that this is appropriate.

Table C shows the revenues required from each customer class with an interest coverage of 1.10, the revenue to cost ratios that the Board has approved for 2006/07 and the revenue requirement of \$1.2044 billion from the major customer classes.

TABLE C						
Class	Revenue at Existing Rates	Revenue Requirement at 1.1 x Interest Coverage & 1:1 Revenue/Cost Ratio	Revenue/Cost Ratio Existing	Revenue Approved by Board	Revenue/Cost Ratio at Approved Rates	Change Necessary
Residential	455.8	540.7	0.844	515.3	0.953	13.05
General Service I	103.9	88.4	1.176	102.0	1.154	(1.83)
General Service II	111.5	101.7	1.096	117.5	1.155	5.38
Small Industrial	42.3	43.9	0.967	43.8	0.998	3.55
Large Industrial	262.3	317.5	0.826	302.6	0.953	15.36
Water Heaters	15.0	10.4	1.437	12.5	1.202	(16.66)
Street Lights/Unmetered	19.9	11.9	1.674	17.9	1.504	(10.05)
Wholesale	87.8	89.7	0.978	92.8	1.035	5.69
TOTAL	1,098.5	1,204.4	0.912	1,204.4	1.0	9.64

We suggest that DISCO apply in the early fall of this year for approval of new rates for the 2007/08 year. Provided that Government accepts the Board's recommendations for changes in legislation discussed elsewhere in this decision, it could be an abbreviated proceeding. This abbreviated hearing will allow the Board to move all classes closer to unity. If the legislative changes recommended are accepted, then the 2008/09 rate hearing could begin during the winter of 2007 and allow a review of all the costs of the utility including those related to GENCO and the PPA. At that time the Board will, as a priority, move those classes with a revenue to cost ratio above 1.05 aggressively towards unity.

Rate Design

Introduction:

In allocating DISCO's revenue requirement between the various classes of customers, the Board is principally concerned with inter-class equity, *i.e.* ensuring that each class of customers pays its fair share of DISCO's legitimate costs. In rate design, the principal concern is intra-class equity, ensuring that customers pay their fair share of the costs allocated to their class.

A second concern in rate design, and one that is not explicitly considered in the revenue allocation process, is economic theory related to economically efficient pricing. This theory suggests that the price a customer pays for the last KWh of electricity they purchase each month (their marginal consumption) should equal the cost of providing that KWh of electricity (the marginal cost). When the marginal price and cost are equal, customers receive an appropriate price signal by which to adjust their consumption of electricity towards levels that are optimal from an economic perspective.¹

¹ To the extent that the marginal price reflects the broader costs of electricity production and delivery, environmental and social costs and benefits, for example, the price signal provides an incentive to the customer to adjust their consumption towards levels that are more broadly optimal.

In addition to fairly allocating class costs amongst customers and providing for efficient price signals, the rate design must be such that the Board has a reasonable expectation it will provide the company with the revenue requirement allocated to the class. It also recognizes the common view that good rate-setting practice may require a series of incremental adjustments to existing rates to bring them in line with the principal objectives outlined above.

The process of rate design involves the selection of the basic rate structure and the values of parameters and prices used in that structure. Generally, more complex rate structures have greater information requirements and need more complex and costly metering equipment. DISCO currently offers four basic types of rates:

1. Energy metered rates, in which total energy consumption is the only measured quantity. This is the least expensive form of metering. All residential customers and smaller commercial/institutional customers are served under this type of rate.
2. Energy and non-coincident peak demand metered rates, in which total energy consumption and the highest rate of energy consumption (demand) in the billing period are measured. This uses metering equipment that is more expensive than the simple energy meter and requires that two pieces of data are recorded and processed. Larger commercial/institutional customers and industrial customers are served under this type of rate.
3. Interval-metered rates, in which each month is divided into a large number of small (5 to 15 minute) time intervals and the energy use in each interval is recorded. This metering equipment is the most expensive, particularly because it requires that large volumes of data must be stored and processed to compute the monthly bill. Customers connected directly to the transmission grid are served through interval meters, but only interruptible and surplus electricity purchases are billed using interval-metered data.
4. Un-metered rates, in which the energy use and demand can be accurately and reliably predicted by engineering analysis (traffic lights, for example). In this case no usage parameters are measured directly, but the assumptions underlying

the engineering analysis must be verified on installation and on an audit basis throughout the service life.

Residential Rates

Existing Rate

The existing residential rate design is a declining block energy price rate with a fixed service charge. It is characterized by four parameters:

1. The amount of the service charge. Currently this is \$17.74 per Billing Period for urban customers and \$19.44 for rural and seasonal customers
2. The size of the first block of energy. This is 1300 KWh per Billing Period. This is the maximum amount of energy that will be billed at the higher, 1st block price in any billing period.
3. The 1st block price. This is 8.37 ¢ per KWh. This is the cost per kilowatt-hour that is paid for energy in the 1st block.
4. The remainder, or run-out, price. This is 6.63 ¢ per KWh. Customers pay this lower price for any energy they use in excess of the 1st block.

Table 1 Illustration of Existing Rate Design Applied to Small and Large Monthly Bills for an Urban Customer.				
<u>Item</u>	<u>Description</u>	<u>Units</u>	<u>Values</u>	
1	Season of Energy Use	-	Summer	Winter
2	Average Monthly Energy Use	KWh	750	3100
3	Service Charge	\$ per mo.	\$17.74	\$17.74
4	1 st Block energy used	KWh per mo.	750	1300
5	1 st Block Energy Cost, @ 8.37 ¢ per KWh	\$ per mo.	\$62.78	\$108.81
6	Excess Energy used	KWh per mo.	0	1800
7	Excess Energy Cost, @ 6.63 ¢ per KWh	\$ per mo.	\$0.00	\$119.34
8	Total Bill Amount (sum of 3, 5 and 7)	\$ per mo.	\$80.52	\$245.89
9	Average Energy Price	¢ per KWh	10.7	7.9

Table 1 illustrates the rate's application to two bills: an average summer bill (750 KWh), and an average winter bill for an electric space-heating customer (3100 KWh). The existing rate design, as illustrated in Table 1, results in an average price 10.7 ¢ per KWh during the summer and 7.9 ¢ per KWh for the space-heating customer in the winter, a 26% discount.

This 'discount for volume' is an inherent feature of the existing rate design that all parties to the proceeding recognized as inappropriate. In addition to being unable to provide sufficient revenue, the current rate charges large customers a significantly lower marginal price for electricity than small customers: 6.63 ¢ vs. 8.37 ¢ per KWh. This raises a question as to whether either price best reflects the marginal cost of electricity and under what circumstances it does so. The fixed service charge, which was characterized by one intervenor as among the highest in Canada, compounds the problem since it represents a larger proportion of small customers' costs.

Approved Rate

DISCO's Board of Directors has adopted a policy to move to a flat residential rate² by 2007 and an inclining block rate by 2010³. All intervenors supported the goal of moving to a flat rate structure for residential customers. The Board agrees that a flat rate with an appropriate service charge would better meet rate design goals of reducing intra-class subsidy and providing better marginal cost information to customers.

The Board considers that moving to a flat rate immediately would expose large residential customers to significant cost increases. Accordingly, on December 21, 2005 it ruled that DISCO should move to a flat rate over a three-year period. DISCO's proposed rate design is in compliance with that ruling. While the Board reaffirms that DISCO should not move to a flat rate immediately, its further and more detailed examination of

² A flat rate consists of a single price for energy during the billing period for all energy used during the period, and may or may not include a fixed service charge.

³ An inclining 2-block rate, for example, sets the price of the 1st block of energy below the price of the run-out block.

the evidence has led it to conclude that a more rapid move towards a flat rate is appropriate at this time.

The Board therefore approves a residential rate in which:

1. The service charge remains at \$17.74 per Billing Period for urban residential customers, and \$19.44 per Billing Period for rural and seasonal residential customers;
2. The size of the first block of energy is set at 1000 KWh per Billing Period;
3. The 1st block price is set at 9.2 ¢ per KWh; and
4. The remainder, or run-out, price is set at 8.6 ¢ per KWh.

Table 2 illustrates the approved rate's application to the same two bills that were presented for the existing rate in Table 1. This rate design results in an average price 11.6 ¢ per KWh during the summer and 9.9 ¢ per KWh for the space-heating customer in the winter. The represent increases of 8.4% and 25.3%, respectively. The 'discount for volume' is reduced to 15% in the approved rate.

Table 2 Illustration of Approved Rate Design Applied to Small and Large Monthly Bills for an Urban Customer.				
<u>Item</u>	<u>Description</u>	<u>Units</u>	<u>Values</u>	
1	Season of Energy Use	-	Summer	Winter
2	Average Monthly Energy Use	KWh	750	3100
3	Service Charge	\$ per mo.	\$17.74	\$17.74
4	1 st Block energy used	KWh per mo.	750	1000
5	1 st Block Energy Cost, @ 9.2 ¢ per KWh	\$ per mo.	\$69.00	\$92.00
6	Excess Energy used	KWh per mo.	0	2100
7	Excess Energy Cost, @ 8.6 ¢ per KWh	\$ per mo.	\$0.00	\$180.60
8	Total Bill Amount (sum of 3, 5, and 7)	\$ per mo.	\$86.74	\$290.34
9	Average Energy Price	¢ per KWh	11.6	9.4
10	Increase over Current Cost (Table 1)	%	7.7	18.1

Reasons

Service Charges

The cost allocation and rate design study originally filed by DISCO was prepared in a customary manner and based on an allocation of costs to three categories: energy, demand, and customer. The Board also heard that the customer category represented an allocation of joint and common costs. After hearing evidence on the matter, the Board was concerned that the allocations between these categories were unduly subjective and sufficiently different from those previously filed to warrant further examination before they served as the basis for ratemaking. In its December 21, 2005 ruling, the Board therefore directed that the cost allocations used for the current rate setting proceeding be the same as those approved in its decision of April 15, 1992. The Board also ruled that

DISCO should re-examine their cost study and file a revised analysis at the time of the next full rate hearing.

Methods of allocating joint and common costs were examined, in detail, in the portion of the hearing dealing with third party attachments to DISCO's poles. Evidence introduced in that matter clearly demonstrated that there are a number of legitimate ways in which joint and common costs can be allocated between users. In that portion of the hearing DISCO argued forcefully that the joint and common costs should be shared amongst all the services that are supported by these costs and proposed several ways to do so. Rogers Cable, the principle user of third party pole attachments under the tariff, agreed that they should cover a portion of the joint and common costs, but disputed the manner DISCO proposed to calculate both the amount of the joint and common costs and the fraction of those costs that should be charged to third parties. As noted elsewhere in this decision (p.29, *supra*), the Board recognizes and accepts the principle that all users should bear a portion of joint and common costs incurred to provide their service.

DISCO's residential rate analysis indicates a monthly service charge of \$23.04 per month. This indication serves as the basis for DISCO's proposal to increase services charges for urban and rural/seasonal customers to \$19.80 and \$21.70, respectively.

Examination of the spreadsheet file containing Schedule 4.6 reveals 3 rows of data that were not printed in the paper submission. This additional information is provided in Appendix F. These provide detail relating to the three residential electricity uses considered by DISCO in developing its cost allocation and rate design, namely: electric space heating, electric water heating, and all other electricity uses. Each of these three residential uses clearly requires the poles, distribution wires, easements and transformers that contribute to the joint and common costs assigned to residential customers. Each also requires the use of the service drops and meters that serve individual customers. The Board would therefore expect that each of these uses would be assigned some portion of the joint and common costs of service and the direct customer costs in the cost allocation

and rate design study. Such treatment would have been consistent with the evidence led by DISCO in the third party pole attachment matter.⁴

Column 8 of Schedule 4.6 in Appendix F makes it clear that DISCO does not take the same position when developing cost indications for residential rate making purposes. DISCO there assigns the full amount of joint and common costs and service costs to only one category of use, labelled "Residential All Other Uses". Electric space heating and water heating bear none of the joint and common costs identified as necessary to serve those loads. It therefore underestimates the cost of serving space heating and water heating loads.

DISCO's approach to the allocation of joint and common costs within the residential rate class is clearly inconsistent with and contradictory to its approach in respect of third party pole attachments.⁵ It has the effect of overestimating the cost that should be recovered in the service charge and the 1st block of energy, and underestimating the cost that should be recovered in the run-out block. It thus supports the argument advanced by VCSJ that DISCO's existing service charges are too high and that they should not be increased further.

For these reasons, the Board does not approve any increase in the service charges paid by residential customers. The method of allocating joint and common costs and individual customer service costs will be reviewed at the time of the next rate hearing.

⁴ Assignment of joint and common costs and customer service costs equally between uses (1/3 each), in proportion to use (43% to space heating, 20% to water heating, and 37% to other uses) or in proportion to the costs for stand alone service would all have been more consistent with DISCO's approaches to cost allocation for third party pole attachments.

⁵ If it were applied in the case of third party pole attachments, it would result in Rogers being charged only the incremental costs associated with their use of the pole, an outcome that is clearly unacceptable to DISCO.

First Energy Block Size

DISCO proposed to increase the size of its 1st block of energy from 1300 KWh to 1400 KWh per Billing Period and this proposal was supported by EGNB. Doing so would increase the fraction of energy billed at the higher 1st block rate. It would also reduce the number of smaller customers that benefit from the lower run-out block price and preserve the benefits for the largest residential customers.

On examination, the Board heard that the 1st block size of the inclining block rate that is DISCO's ultimate goal may be "... between 8[00] and 900 kilowatt hours a month ... " (Transcript, p.5763). The Board notes that the 5 years of billing data filed by DISCO in this proceeding indicates that a 1st block size in this range would result in about half of DISCO's residential energy sales being sold in the 1st block and the other half being sold in the run-out block.

DISCO's proposed 1st block size of 1400 KWh would place about 67% of energy sales in the 1st block and only 33 % in the run-out block. The Board also understands that approximately 63% of residential electricity consumption is used for space and water heating, and that customers can use other fuels for those purposes. Basic lighting, refrigeration and water pumping loads are satisfied out of the remaining 37% of electricity use. There is no convenient substitute energy source for these purposes. These facts suggest that a rate structure based on a smaller 1st block size than DISCO has proposed will promote intra-class equity and appropriate pricing.

The proposed increase in the 1st block size is not approved for these reasons. The Board orders that the 1st block size be set at 1000 KWh per Billing Period.

First and Run-out Block Prices

Having determined that the service charges should remain the same and that the 1st energy block should be set at 1000 KWh per Billing Period, the Board set the 1st energy block and run-out block energy prices subject to the following considerations:

1. Prices be such that the approved revenue requirement could be earned over the 12 months of the test year,
2. Progress be made towards eliminating the declining block rate,
3. The subsidy or surcharge to customers should be as small as possible, subject to the concern for rate shock.

The method used to set these prices and evaluate the impact on customers is provided in Appendix ~~F~~^{G & H}. The proposed rate would have resulted in cost increases ranging from 10.4% to 19.8% with a median increase of 12%. The approved rate results in cost increases ranging from 0% to 29.6% with a median increase of 10%. The impact of the approved changes to residential rates can be summarized as follows:

- Small customers that use electricity more-or-less uniformly throughout the year will experience the smallest increases in their bills.
- Large customers with usage that varies significantly over the year will experience the largest increases in their bills.
- Approximately 70% of customers experience smaller cost increases under the approved rate than they would have under the proposed rate. The remaining 30% of customers experience higher cost increases under the approved rate than they would have under the proposed rate.

Table 3 and Figure 1 provide summary data for the cost increases that customers will experience for monthly bills of different electricity consumptions.

⁸ The impact of export sales revenue on in-province rates has been variously estimated:

Table 3		
Impact of Approved Rate Increase on Monthly Bills of Different Sizes		
Monthly Energy Use - KWh	Increase in Electricity Cost - %	
	Urban	Rural/Seasonal
0	0.0%	0.0%
100	3.2%	3.0%
200	4.8%	4.6%
300	5.8%	5.6%
400	6.5%	6.3%
500	7.0%	6.8%
600	7.3%	7.1%
700	7.6%	7.4%
800	7.8%	7.7%
900	8.0%	7.9%
1000	8.2%	8.0%
1100	7.8%	7.6%
1200	7.4%	7.3%
1300	7.1%	7.0%
1400	8.2%	8.1%
1500	9.2%	9.1%
1600	10.2%	10.1%
1800	11.8%	11.7%
2000	13.2%	13.0%
2500	15.8%	15.7%
3000	17.8%	17.6%
4000	20.3%	20.2%
5000	22.0%	21.9%

Impact of Approved Rate Increase on Customers' Monthly Bills

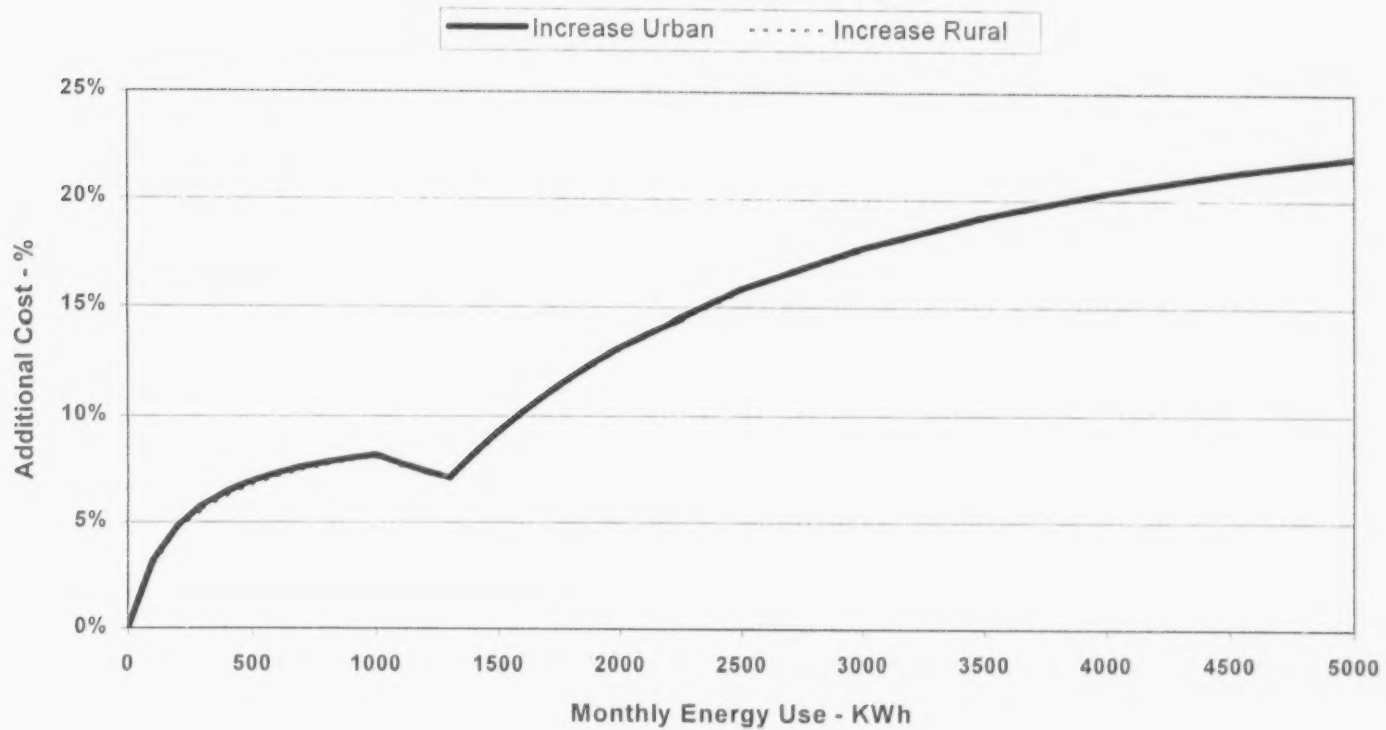


Figure 1 Increase in Monthly Residential Bill Arising from the Approved Rate

General Service I and General Service II Rates:

There was consensus that the two classes, General Service I and General Service II, should be merged over time. In its December ruling, the Board stated: *"A preliminary analysis of the usage data for the GS I and GS II customers indicates that there are distinct differences between the two classes. The Board considers that it is appropriate that the two classes be kept separate until further data is collected and more analysis occurs."* The Board continues to believe that it is appropriate, at this time, to maintain two separate General Service classes. DISCO will be conducting a study that will provide valuable information on the best way to proceed.

In the meantime, the Board is of the opinion that the rate structures for the two classes should be brought closer together. As well, the structures should provide better price signals and better reflect the underlying cost causation factors. The Board also believes that it is no longer appropriate to differentiate between the two classes on the basis of the use of electricity as the only source of energy.

Therefore, the Board approves the rate structures shown below for the General Service classes. Further, the Board directs that any existing or new customer who uses electricity for purposes not specifically covered under the residential, small and large industrial, street lighting or unmetered categories may choose either class of General Service. DISCO is further ordered to inform all existing General Service customers of their right to switch from General Service I to General Service II or vice versa.

	<u>General Service I</u>	<u>General Service II</u>
Service charge	\$20.00	\$20.00
Demand charge		
1 st 20 KW	no charge	no charge
Balance	\$8.78/KW	Lessor of \$5.15/KW or \$0.02575/kWh

Energy charge

1 st 5000 kWh	\$.0825/kWh	\$.0900/kWh
Balance	\$.0725/kWh	\$.0825/kWh

Small Industrial Class:

The revenue requirement approved by the Board, for the small industrial class for 2006/07, represents an increase of 3.55% over existing rates. The Board heard no evidence that the current rate structure for this class is inappropriate and therefore directs that the increase be applied evenly. The Board therefore approves the following rates:

Demand charge: all kW	\$5.49/kW
-----------------------	-----------

Energy charge:

1 st 100 kWh/kW	\$0.1059/kWh
Balance kWh	\$0.0498/kWh

Large Industrial Class:

The revenue requirement approved by the Board for the large industrial class for 2006/07 represents an increase of 15.36% over existing rates. The Board lacks sufficient evidence to support differential changes to the energy and demand components of the large industrial rate and therefore approves the following rates, subject to adjustment as noted below:

Demand Charge:	\$11.85 per KW of the Billing Demand per month.
Energy Charge:	4.35 ¢ per KWh for all KWh per month.

Adjustment for Contribution of Fixed Costs from Surplus & Interruptible Sales

DISCO currently offers large industrial customers the opportunity to purchase surplus or interruptible electricity at a price that covers the incremental costs but is not intended to make any contribution to fixed costs. On December 21, 2005 the Board ruled that:

- The price for surplus and interruptible energy should make some contribution to fixed costs;
- DISCO should submit a study of the issues and costs associated with extending such opportunities to other classes of customers, and
- DISCO should submit a study on the maximum amount of surplus and interruptible energy that should be available to each customer.

The Board heard evidence and argument relating to the appropriate magnitude of the contribution to fixed cost for surplus and interruptible energy sales. DISCO's witnesses were concerned that any contribution to fixed costs could prove detrimental to DISCO if it caused customers to switch from surplus and interruptible service to firm service. The PI's witness, Mr. Knecht, was less certain that a small contribution to capital would influence users to abandon the service in favour of firm service. His review of the evidence had revealed that the current charges for surplus and interruptible energy already included a small contribution of \$1.40 per MWh and DISCO agreed. Mr. Knecht recommended that surplus and interruptible energy customers make a total contribution of \$3 per MWh to fixed costs during 2006/07.

The Board affirms its ruling of December 21, 2005 and orders that DISCO's surplus and interruptible rates be modified to include an additional contribution to fixed costs of \$1.60 per MWh. This total contribution is to be credited to the rate class to which the sales are made. DISCO is directed to:

1. Calculate the additional revenue that arises from this order and adjust the revenue requirements for relevant classes downwards from the values given in Table C,
2. Adjust the approved demand and energy prices accordingly, and
3. Submit the calculations and adjustments to the Board for review and approval.

Wholesale Class:

The revenue requirement approved by the Board for the wholesale class for 2006/07 represents an increase of 5.69% over existing rates. The Board lacks sufficient evidence to support differential changes to the energy and demand components of the wholesale rate and therefore approves the following rates, subject to the same adjustment as described above:

Demand Charge:	\$11.75 per KW of the Billing Demand per month.
Energy Charge:	5.12 ¢ per KWh for all KWh per month.

Obligations of Surplus and Interruptible Customers:

The Board also heard that both DISCO and Mr. Knecht were concerned that surplus and interruptible customers might be inclined to move their load to firm service in anticipation of the refurbishment outage for the Point Lepreau generating station. This would be attractive to such customers because generation capacity constraints during the outage would normally be expected to lead to:

1. Substantial increases in the frequency and duration of service interruptions under that rate, and
2. Substantial increases in the marginal cost of energy as higher cost generation facilities are dispatched to replace capacity on outage.

The Board is concerned that DISCO's existing tariff provisions for surplus and interruptible energy may not provide sufficient protection for its firm service customers. The ability of surplus and interruptible customers to move to firm service in response to a short-term capacity constraint like the Point Lepreau outage and then resume surplus or interruptible service once refurbishment is complete, places the system benefits one might normally associate with such services in question. The Board therefore orders

DISCO to review the provisions of its tariff relating to surplus and interruptible service to ensure that they provide adequate and appropriate benefits and protection to firm service customers.

Water Heater Rental:

The revenue requirement for water heater rentals as approved by the Board for 2006/07 represents a decrease of 16.66% to the revenue that would be provided by the existing rates. The Board orders DISCO to reduce its water heater rental rates by 16.66%.

Unmetered Rates:

The revenue requirement for street lights and unmetered, as approved by the Board for 2006/07, represents a decrease of 10.05% to the revenue that would be provided by the existing rates. DISCO is ordered to reduce its rates for these services by 10.05%.

Connection Charges:

The Board approves the connection charges as proposed by DISCO.

Effective Date:

The changes in rates approved by the Board in this decision are effective as of August 1, 2006.

Cost Allocation Issues:

The Board, on December 21, 2005, issued a ruling with respect to the methodology to be used by DISCO in allocating its costs to the various customer classes. The ruling is attached to this decision as Appendix *CD fd.*

The PI raised two issues with respect to the cost allocation methodology. DISCO allocated the costs for combustion turbines and emergency power purchases to the customer classes on the basis of the winter heat load. Mr. Knecht recommended that these costs be allocated on either a peak demand basis or an energy basis as all customers benefit.

The Board considers that these costs should be shared by all customer classes but will not require a change for 2006/07 as the amount of the cost is small. The Board directs DISCO to file a study at the time of the next general rate application that provides an analysis of whether peak demand or energy is the most appropriate method to use in allocating these costs.

The second matter raised by the PI was the treatment of the export sales credit. DISCO used this credit to reduce the costs allocated to the various customer classes. The PI believes that it would be more appropriate to use this credit to increase the revenues for each class because this would be consistent with the way that miscellaneous revenues are treated and because it would improve the revenue to cost ratios.

The total costs of DISCO, as approved by the Board, form the overall revenue requirement. The existence of the export sales credit reduces the amount of revenue that must be recovered from in-province customers. The amount of revenue to be provided by in-province customers remains the same whether the export sales credit is applied to revenue or to costs. If the amount of revenue to be recovered from in-province customers is allocated properly to the various customer classes then it should not matter which way the export sales credit is applied. Therefore, the Board will accept the way that DISCO has applied the export sales credit in the cost allocation study.

5. COMMENTS / RECOMMENDATIONS:

Hearing Costs:

Mr. Marois raised the issue of the cost of regulation and stated that he believed that a balance should be struck between the cost and benefits of regulation. He estimated the direct costs of the current proceeding to be well over \$4 million and stated that there were additional indirect costs which he believed were of greater importance. Mr. Marois stated:

"there should be an objective of trying to make the regulatory regime as streamline and as efficient as possible to reduce both the direct and indirect costs to really leverage the benefits of it."

Chairman Nicholson responded to Mr. Marois and stated as follows.

"Mr. Marois, I couldn't agree with you more. I can tell you however when the then minister responsible for NB Power introduced the legislation in the house back in 94/95, somewhere in that vicinity, he said as well that it has cost us \$4,000,000 to appear before the Board. Therefore we are putting in this three percent cap so we don't incur that very great expense. Now I ask you, would it have been better every couple of years to spend \$4,000,000 to appear before the Board or to lose \$314,000,000 as occurred in that 13 year period?"

Mr. Marois did not respond to the question. Chairman Nicholson continued and stated:

"...that over the three rate increase hearings we had in the early '90s, the time that it took to have those halved each time. So that the last general rate increase in 93/94 actually took I believe it was something like 12 days in hearings. I could be wrong but it's something like that."

We all go through a learning curve. I'm saying it right now to you is that I sincerely hope when we conclude this hearing within two to three years you come back again so at least we can build upon what we have done here, and to your benefit and to the benefit of the customers of the Province of New Brunswick."(Transcript, p. 3924-5)

The Board is very concerned with the costs of the hearing, both in terms of the time requirements for all parties and the monetary expenditures. The hearing record includes 6377 pages of transcript covering 58 hearing days, 255 exhibits and over 900 interrogatories.

The Board has identified a number of factors that affected the cost and complexity of the hearing. These factors included 16 days to hold the pre-hearing conference, to hear motions and deal with confidentiality issues. Six days were required to hear evidence on the third party pole attachment rate that came before the Board when DISCO and Rogers were unable to reach agreement. The revenue associated with this matter is less than 0.3 percent of DISCO's total revenue requirement.

DISCO's original application, dated March 21, 2005, requested approval of a variable fuel surcharge, a fuel variance account to retroactively recover its fuel costs and approval of its charges, rates and tolls for 2005/06. When the Board rejected DISCO's application for approval of the variance account, it requested an adjournment and later filed an amendment to its application. The amendment requested approval of changes to DISCO's charges, rates and tolls for the 2006/07 year.

DISCO requested approval of an overall increase in its revenues of 11.4%. It had not been before the Board for a general rate application in 13 years. The application attracted a great deal of interest and evidence was filed on behalf of the applicant, 6 intervenors and Board staff. The application was heard in four phases which were:

1. Cost Allocation and Rate Design

2. One Year Load Forecast
3. Third Party Pole Attachment Rate
4. Revenue Requirement for 2006/07

The above noted factors all contributed to the complexity and cost of the hearing. The Board believes that if DISCO were to come before it with a rate application within 2 to 3 years that many topics examined in the current application could be dealt with in a more effective matter. Also, the Board was not satisfied with the quality of information provided by DISCO in support of its application and has ordered it to undertake a number of studies. The Board believes that more current and better quality information should help reduce the hearing length of a future application.

DISCO's financial record during the years when it did not appear before the Board speaks for itself. A privately held company would have either applied to the Board for sufficient increases to remain whole or been bankrupt. The Board's mandate is to balance the interests of the utility and ratepayers and to ensure that rates are fair and equitable. The Board believes that if DISCO adopts a policy to come before the Board on a regular basis filing updated and complete information, then the time expended and costs incurred because of regulation will diminish dramatically.

NB Power Operating Results 1994 to 2005:

Prior to the recent hearing, NB Power had not applied to this Board for an increase in its rates since 1992. That application was in connection with the setting of rates for the financial year ended March 31, 1994 and was the subject of a decision by the Board dated April 23, 1993. After that decision, a limitation was placed on the Board's supervisory powers. An amendment to the legislation permitted the utility to change its rates and tolls, without requiring Board approval, if the increase did not exceed the greater of three

percent or the percentage change in the average New Brunswick Consumer Price Index. This limitation has been continued under section 99 of the Act.

Based upon evidence presented during the hearing, the Board concludes that such a limitation is unique in the regulatory field in North America. NB Power increased its rates and tolls during the period 1995 to 2005 without application to the Board by use of this limitation. During this time, the utility also changed a number of accounting policies; principally those related to regulatory reserve accounts approved by the Board in its decision dated May 22, 1991. Reserve accounts had been established to smooth out the impacts of variations in hydro and nuclear generation and in export sales. These reserves, referred to at the hearing as "rainy day accounts", had been accumulated over many years and were approved by this Board. They had a total balance in excess of \$169 million. They were collapsed and the balances in the accounts were used to reduce losses in 1994/95, 1995/96 and 1996/97. NB Power eliminated the accounts without requesting approval from this Board.

The Board is of the opinion that timely applications by NB Power for increases in its rates and tolls would have prevented the utility from the decline in its financial position during the period in question. On March 31, 1993 NB Power had equity in the form of retained earnings amounting to \$409 million. On March 31, 2005 the utility had a deficit of \$192.0 million, representing a reduction of \$601.0 million.

The Chairman discussed this matter with Ms. MacFarlane as follows:

"And the question was 'Provide the amount NB Power lost accumulatively from 1993 through 2004. And the response basically is there was a net loss of \$595,000,000, including the \$450 million write-off of the Point Lepreau Generating Station?'"

Ms. MacFarlane *"That's correct"*. (Transcript p. 3912)

In addition, Ms. MacFarlane stated that the elimination of the regulatory deferral accounts resulted in a reduction of reported operating losses of \$169.0 million. The Board has accumulated the results reported by NB Power and the changes in the regulatory deferral accounts and these are shown in Appendix E.

Policy and Legislation Review

An important issue that arose throughout the hearing was the degree to which the outcomes of restructuring were in accord with the policy intentions of government and the purpose of the Act. The Board understands that the outcomes of restructuring are critically dependent upon the details related to its implementation and such details cannot and should not be included in the overall policy statements and enabling legislation. This makes it all the more important that the outcomes be evaluated against the policy goals and purposes of the Act.

The policy background to the Act is contained in the New Brunswick Energy Policy White Paper (White Paper), which was approved by Cabinet in December 2000. Facilitating a competitive market for electricity was the main impetus for restructuring, and the White Paper outlines the rationale for establishing a competitive wholesale market (White Paper, p.14):

1. Improved access to the New England market for electricity export sales, which were thought to have resulted in lower electricity prices for in-province consumers.⁸
2. Maintenance of the electricity price advantage that NB manufacturers and exporters have *vis-à-vis* their competitors in New England, which was supposed to be due to "... cost-based Crown utility rates being below Northeast market price";
3. Ensuring that "... major capital investments are subjected to a market test and ... allow[ing] the market to drive decisions regarding the need for additional electric generating facilities and strategies for reducing generation costs."

4. Holding "... investors, not customers, ...[responsible] ... for bad investment decisions."
5. Ensuring "... that New Brunswick's low electricity prices are maintained for the benefit of existing customers."

The Board has developed sufficient familiarity with the energy policy, the Act, and specific arrangements made in consequence thereof to make the following observations.

The State of the Electricity "Market"

The Board concludes that:

1. The required conditions laid out in the White Paper for a competitive market have not been met because:^{9,10}
 - a. The Crown utility's generation portfolio has not been broken up.

⁹ "Economic theory and recent experience suggest that, at a minimum, approximately five equally sized firms are required to achieve a workably competitive market.⁷ Moreover, the maximum market share of any one supplier generally should not be more than 35%.⁸ Strictly speaking, *to achieve a workably competitive market within New Brunswick either the Crown utility's generation portfolio must be broken up or the province's transmission interconnections with adjacent markets must be significantly increased* to allow for greater access to New Brunswick."⁹ [emphasis added] (White Paper, p.16).

¹⁰ "... all of the five following conditions would need to be met if a competitive market is to be achieved within New Brunswick:

- (1) *An RTO is established that encompasses New Brunswick, New York, New England, and Quebec* and this RTO reduces the pancaking of transmission tariffs and minimizes wheeling through tariffs. (Transmission rate pancaking is the layering of additional transmission tariffs for each transmission system that is crossed from generation to end-use customer);
- (2) *Electricity generation and transmission are separated*, either corporately or through an RTO structure, and operated independently;
- (3) *A second 345 kV transmission tie line with New England* is developed to increase New Brunswick's integration into the greater Northeast power market;
- (4) *The Crown utility's non-utility generation contracts and entitlements to the Courtenay Bay project are conveyed to a distribution company or the contracts are restructured so that these resources participate as competitive suppliers in the greater Northeast power market;*
- (5) *If all New Brunswick fossil and hydro generation units are owned by one party, then the hydro resources must not be price setting and there must be restrictions that prevent the owner of these hydro units from using them to physically withhold energy. In addition, the market would be more workably competitive, with less volatility, if the competition were limited to bilateral contracts and the Crown utility required to serve its distribution customer load through an entitlement contract.*" [emphasis added] (White Paper, p.16).

- b. The province's transmission interconnections with adjacent markets have not been significantly increased, and no study has been made to support the notion that the proposed 2nd tie line to New England will be sufficient to permit a competitive market in New Brunswick.¹¹
 - c. A Regional Transmission Organization (RTO) has not been established.
 - d. The NUG contracts have not been conveyed to a distribution company, nor have they been restructured to allow the resources to compete in the New Brunswick market.
 - e. The likelihood of the transmission and generation companies acting independently is put in question because of their common Board of Directors.
2. The structure of the PPA's confer "an inherent competitive advantage relative to new entrants"¹² to GENCO through the requirement that DISCO pay all of GENCO's fixed costs.
 3. The current regulatory regime is not adequate to protect the interests of New Brunswick's electricity users in the absence of a competitive market.¹³ Boards normally have the power to investigate customer complaints of regulated monopolies and impose remedies as required. This Board has just such authority in respect of both the natural gas distribution utility and the electric transmission utility it regulates. Similar authority was not granted in respect of DISCO, and the

¹¹ "There were no studies done to specifically determine whether the 400 MW is significant enough to form the foundation of a competitive market in New Brunswick. . . ." (Exhibit A-107)

¹² "An issue that could represent a barrier to entry in the wholesale power market is whether the Crown utility is perceived to have an inherent competitive advantage relative to new entrants. . . . **The Province will examine the issue of establishing a level playing field between the Crown utility and other market participants over the next two years and will ensure that this does not impede the development of a competitive wholesale market.**" [emphasis in original] (White Paper, p.18)

¹³ "To ensure that such savings flow through to their customers, the distribution electric utilities will be required to file their rates and any long-term power purchase agreements with the Board. In addition, the Province will empower the Board with the authority to initiate a distribution utility rate review upon the complaint of a customer or under its own initiative." (White Paper, p.28)

Board cannot initiate a rate review despite the clear policy intention that it should be able to do so.¹⁴

4. The mechanism used to handle stranded costs introduces an unnecessary barrier to market development.¹⁵ The Act places the sole discretion for initiating a hearing into stranded costs in the hands of DISCO. The Board is unable to order such a hearing, and DISCO's customers are unable to initiate a hearing without giving notice of their intent to leave standard service. Customers cannot make a reasonable determination as to whether or not they should leave standard service until they know the stranded cost implications of their departure, and they cannot know those costs until the hearing is held. This is clearly a significant and unnecessary impediment to the development of the market.

In theory, the restructuring undertaken through the Act created a bilateral contract market, in which large industrial and wholesale customers can rely on contractual arrangements for the supply of electricity and GENCO is not required to build additional generating plant out of an obligation to serve. DISCO and the municipal distribution utilities remain obligated to serve loads within their service areas. Any additional

¹⁴ The Board's power of investigation are strictly limited under section 129(1) of the Act, and relate only to matters where it appears to the Board:

"(a) that any person has failed to do any act, matter or thing required to be done under this Part or rule, order or direction made by the Board, or that any person has done or is doing any act, matter or thing contrary to or in contravention of this Part, or any rule, order or direction,

(b) that the circumstances may require it, in the public interest, to make any order or give any direction, leave or approval that by law it is authorized to make or give, or concerning any matter, act or thing that by this Part or rule, order or direction is prohibited or required to be done, or

(c) that there is an abuse or potential abuse of market power by a market participant."

¹⁵ "Therefore, the Province will impose a policy of user-pay with respect to recovery of stranded costs associated with the introduction of wholesale competition, nonutility generation and retail competition wherever feasible and in a way that does not unnecessarily impede the development of a vibrant wholesale and retail market." [Emphasis in original] (White Paper, p.29)

electricity required by such distribution load growth is to be purchased in a competitive bilateral contract market.

In fact, GENCO is an unregulated monopoly supplier of electricity. The monopoly was made virtually complete when the NUG contracts were assigned to GENCO rather than DISCO. Further, as noted below, GENCO's fixed asset costs are fully assigned to and paid for by DISCO under the vesting PPA, but GENCO retains the rights to much of the energy from those assets. GENCO can bid that energy into any developing market at a price well below that of competitors, who must recover their fixed costs in the supply contracts. Whatever the merits of these arrangements, they constitute a cost-advantage for GENCO that flies in the face of the government's intention to "level the playing field" between GENCO and new entrants to the market.

Application of the Principle of a Level Playing Field

The Board finds no basis in law or policy to justify its consideration of the notion of a "level playing field" between different energy sources in setting electricity rates.

During the hearing, some participants referred to the provincial government's intent to establish a "level playing field" between companies that supply different types of energy sources that may be used for the same purpose. For example, space heating and domestic hot water heating needs can be met using electricity or fuel oil throughout most of New Brunswick, and some residents can use natural gas for the same purposes. It was suggested that a "level playing field" between suppliers of these commodities was a goal of the provinces energy policy.

The Board notes that the white paper contains specific sections relating to markets for natural gas (3.2.2.2. Development of a Competitive Retail Market, p. 34; 3.2.4. Market-Based Fuel Selection, p.36) and fuel oil (3.3.2.2. Heating Oil, p.42). None of these sections identify a "level playing field" with electricity as relevant consideration, even though they deal with issues to which electricity pricing is particularly relevant.

In sub-section "3.1.3.4. Levelling the Playing Field", the white paper makes it clear that government was particularly concerned that the incumbent Crown utility should compete fairly with new entrants to the wholesale electricity market (White Paper, p.18):

"An issue that could represent a barrier to entry in the wholesale power market is whether the Crown utility is perceived to have an inherent competitive advantage relative to new entrants. . . . The Province will examine the issue of establishing a level playing field between the Crown utility and other market participants over the next two years and will ensure that this does not impede the development of a competitive wholesale market." [emphasis in original]

The only reference the White Paper makes to a "level playing field" is in this section and in a subsequent summation that refers to this section. The concern is with the inherent advantages that GENCO has *vis-à-vis* "for-profit" market generators. These include its "exempt[ion] from federal and provincial corporate income and capital taxes, excused from some property and all water use taxes, and has its debt guaranteed by the Province." A footnote indicates that this represents a 10% to 20% cost advantage. This concern was dealt with in section 37 of the Act, which requires DISCO and its affiliates to make payments in lieu of income taxes (PILTs) that they would have paid had they been private corporations.

Power Purchase Agreements and Non-Utility Generation Contracts

Introduction

A portion of the hearing dealt with the nature of the power purchase agreements (PPAs) that govern the supply and cost of electricity in New Brunswick. There are two basic types of such agreements:

1. Those between DISCO and its affiliated NB Power companies (GENCO, COLESONCO, and NUCLEARCO); and
2. Those between GENCO and various non-utility generators (NUGs) within New Brunswick.

The PPAs between DISCO and its affiliates represent the largest portion of DISCO's costs for the test year, over 1 billion dollars. The Board would normally have examined the assumptions, practices and decisions that lay behind such costs to determine if they were prudently incurred and reasonable. Because these transactions are between regulated and unregulated affiliate companies, they create an opportunity to burden the regulated company's ratepayers with costs they should not bear. The Board was specifically barred from making such an examination by section 156 of the Act.

A thorough examination of the nature and disposition of the power purchase and supply arrangements between DISCO, its affiliates, and the non-utility generators (NUGs) was not made in the course of the hearing. The evidence that was heard identified certain areas of concern that the Board intends to address at the time of the next hearing, when section 156 no longer applies.

There are three power purchase agreements between DISCO and its affiliates.

They are:

1. The COLESONCO Tolling Agreement.
2. The NUCLEARCO Energy Purchase Agreement.
3. The GENCO Vesting Agreement.

Together, these three agreements are responsible for 1.028 billion dollars (approx. 80%) of DISCO's costs.

While these agreements define DISCO's costs, there is no mechanism in place to ensure that they fairly reflect the actual costs of these affiliates. This would not pose a problem if these companies were subjected to and reasonably influenced

by competitive market forces, as the White Paper clearly anticipated. In that case, DISCO and other market participants would be able to "shop" for the best service and price from many (or at least several) potential suppliers, and such competition might be reasonably expected to result in fair costs for DISCO.

Absent competition, it is reasonable that the costs of DISCO's suppliers be subject to review and regulation by this Board. This was the position of most intervenors in the hearing and the evidence of the PI's experts.

Unfortunately for New Brunswick's ratepayers, the Board has no authority to regulate GENCO or order the production of relevant cost information by GENCO in the context of a rate hearing. This lack of authority to compel the production of evidence was central to a significant issue in this hearing.

NUG Contracts

The NUG contracts are contracts for the supply of power and energy from non-utility generators in New Brunswick. As noted above, the White Paper anticipated that these contracts would be assigned to a distribution company upon restructuring. Indeed, it was one of the five conditions that were identified as necessary for development of a market.

The Board understands that these contracts contain confidentiality clauses of customary and reasonable kind. These clauses typically require the parties to hold the contract in confidence unless a competent authority orders disclosure. Had the NUG contracts been assigned to DISCO, the Board could have ordered they be filed on a confidential basis to confirm (or refute) the reasonableness of the fuel cost estimates for natural gas, a significant contributor to DISCO's total costs for the test year.

Because the contracts were assigned to GENCO, the Board could not order their production, and DISCO could only request that GENCO provide them for this

hearing. The Board understands that this request was made by DISCO, that GENCO sought the permission of the non-utility generator to file them on a confidential basis, and that this permission was not granted.

This matter is relevant to the rate application because all of the energy and power arising from the NUG contracts are conveyed to DISCO under the vesting PPA. The vesting PPA requires that fuel consumption for the NUG plants be estimated using the modeling assumption that all of the NUG plants are dispatched on a must-run basis, irrespective of their economic merit order¹⁶, or whether they represent hydroelectric, co-generation, or merchant generator assets.¹⁷

If a particular NUG plant was modeled as "must-run" but was in fact dispatched in merit order, the fuel volume and cost estimates used to support the rate application would be too high, and the Board would reduce the revenue requirement for the test year. On the other hand, if all of the NUG plants are contractually committed as "must-run" units, the Board would be interested in the magnitude and allocation of cost associated with those commitments and the reasonableness of such arrangements.

The Board sought the NUG contracts to confirm that the contract language supported the modeling assumption. Witness testimony during examination indicated that DISCO was concerned that dispatch in merit order would result in financial harm to the NUGs. This stands in contrast to evidence filed by DISCO that clearly separated the capacity cost (29.8 M\$) and fuel cost (95.3M\$) for the natural gas fired plants (Exhibit A-95, p.12).

¹⁶ In the normal course of events, generation units with the lowest variable costs are dispatched first, followed by a succession of plants with incrementally higher fuel costs, until the full demand is met. This leads to the lowest overall cost of energy, and leaves plants that burn a high cost fuel like natural gas or light fuel oil off of the grid (shut down) in all but the coldest weather, which coincides with the time of highest demand. *Designating a plant as "must-run"* means it operates irrespective of the fact that a cheaper source of energy is available, and *results in electricity costs that are higher than otherwise achievable*.

¹⁷ The distinction between co-generator and merchant generator assets may be important in this context. A co-generation or combined heat and power plant is designed to provide both electricity and heat and can provide environmental benefits while doing so. A merchant generator normally provides only electricity. A must-run designation *may* be a legitimate condition of a supply contract with a co-generator, for whom dispatch might interrupt their manufacturing process and cause them to incur extra costs. Where a co-generator demands such a contract clause one would reasonably expect a commensurate reduction in the overall cost of energy *vis-à-vis* a merchant generator, for whom separate capacity and energy payments are normally sufficient.

The separately quantified capacity and fuel costs of Exhibit A-95 suggest that the underlying contracts provide for separate fuel and capacity payments. Such separate payments could and should preserve the financial interests of the NUGs, by providing for their investment costs (including profit) in the capacity payment, and using the fuel payment to cover the variable costs that arise only upon dispatch of the plant.

DISCO filed confidential evidence indicating that fuel costs would be substantially lower if the natural gas units were dispatched in economic merit order. The net benefit to DISCO in this circumstance would be savings of a substantial sum of money.

Export Sales

The Board notes that a consequence of designating the NUG capacity as "must run" for in-province load, and thus assigning higher costs to New Brunswick customers, is that the lower cost capacity displaced by the NUG resources is available to compete in the export market. Because it can be priced lower than the NUG capacity in the export market, it is reasonable that a greater export sales volume (MWH) results. It is also possible that larger export revenues will be earned, depending on market conditions and transmission constraints.

Proceeds from export sales are "shared" between DISCO and GENCO as outlined in the vesting PPA. DISCO's annual share is fixed as the Third Party Gross Margin Credit on a 5-year forward-looking basis, and GENCO is "at risk" for annual variations within $\pm 20\%$ of the set amount. That is, DISCO receives the set amount as long as the actual proceeds are within 20 percent of that amount. If net export revenues fall more than 20% below the set value, DISCO's "share" is reduced; if net revenues exceed expectations by more than 20%, DISCO receives one-half of the amount in excess of 120% of the set value.

It is important to note that the vesting agreement requires DISCO to pay the fixed costs associated with GENCO's assets. This means that the long-term financial risks associated with owning the generation assets is borne by DISCO and its customers. In the short to medium term, some of this risk is transferred back to GENCO by the

mechanism of the Third Party Gross Margin Credit. On balance, DISCO's customers carry more of the long-term risk associated with generation than the owner/investor. This stands in stark contrast to the policy intent of the White Paper, which proposed that "... investors, not customers, ... [should be responsible] ... for bad investment decisions."

Further, since DISCO assumes this risk, normally the most significant risk borne by a generator, it is reasonable to expect that DISCO would obtain a much larger share of the export benefits than GENCO. On their face, the provisions of the PPAs relating to sharing of export benefits between DISCO and GENCO seem tilted in favour of GENCO.

Insurance

The PPA's require that GENCO, NUCLEARCO and COLESONCO (Generators) carry insurance to cover the replacement cost of their Facilities, the cost of premiums for which DISCO must ultimately pay as an expense passed through the PPA's. The PPA's do not appear to require that Generators cover any shortfall in the case that proceeds from insurance claim(s) are insufficient to make all necessary repairs. It thus appears that DISCO's customers' bear risks that the White Paper anticipated would flow to the generation plants' investors. If the Generators do not ensure that there is sufficient insurance and that the cost of rebuilding is reasonable, DISCO's customers bear the entire financial burden of any shortfall.

Costs Associated with Environmental Upgrades

Costs associated with environmental upgrades are capped at a Firm Estimate of costs. If actual costs come in below the Firm Estimate, the savings are shared equally between DISCO and the generator. One can view this as an incentive to the generator to manage the project to minimize costs.

Unfortunately, this arrangement also creates an incentive for the Generator to overestimate the cost of the upgrade when it makes the Firm Estimate. If it can set the Firm Estimate higher than the likely cost of the upgrade, DISCO assumes the risk of cost

overruns up to the Firm Estimate. If the project goes well and comes in below the Firm Estimate, the Generator gets to keep half of the "savings". If the project goes poorly, the high Firm Estimate protects the Generator at the expense of DISCO's customers.

The main safeguard that would normally protect against such abuse is the independence of DISCO and GENCO. An independent DISCO could be expected to make all reasonable efforts to ensure that the Firm Estimate was in fact a fair estimate of project costs. Unfortunately, testimony in this hearing made it explicitly clear that the senior management of DISCO is willing to sacrifice DISCO's interests to the larger corporate interests of its affiliated companies.¹⁸ The Board is concerned that similar accommodations would be made to GENCO in respect of Firm Estimates, to the detriment of ratepayers.

Coleson Cove Corporation Tolling Agreement

Heat Rate Adjustment¹⁹

Schedule 2.9.4 provides for a monthly adjustment to the price paid for electricity from the plant's generators. This adjustment is numerically equal to the difference between the Targeted Fuel Use and Actual Fuel Use, multiplied by the Heavy fuel Oil Cost.

¹⁸ Question:

"So as Vice-president in charge of DISCO you didn't put up any opposition [to the change in hydro flow adjustments]? Or you didn't look at your customers in the sense of the benefit that it could be to your customers? You didn't -- you didn't oppose this at all?"

Answer:

"Well, like I said, if I would not have been satisfied that the change in methodology was the right thing to do, I would definitely have opposed it. But I'm not going to oppose something just because it's going to result in a higher cost to me. My criteria is common sense and is it the right thing to do." (Transcript, p.4507).

¹⁹ "Heat rate" is the term used to define the amount of fuel a generating plant must burn to produce a unit of electricity. The customary units are *Btu per KWh*. The heat rate is multiplied by the price of fuel (in *\$ per Btu*) to determine the fuel cost for a particular plant.

The Targeted Fuel Use is the product of the actual net electricity output of the generator and a Target Heat Rate, which can vary from month-to-month depending on the load placed on the generator. The Heavy Fuel Oil Cost is defined to be the price for heavy fuel oil in New York harbour, in US\$ per barrel, plus 1.00 US\$²⁰. This sum is divided by 6.3 to convert from US\$ per barrel to US\$ per million Btu.²¹ The New York harbour price is based on the values reported in "Platt's Oilgram U.S. Marketscan." If this index is no longer published, the Operating Committee is directed to determine an appropriate replacement and (*Sch 2.9.4 – Page i*) "... whether any additional adjustments are required to the definition of Heavy Fuel Oil Cost, including amounts reflecting transportation costs ..."

The net effect of the heat rate adjustment is to reward the generator for exceeding the target heat rate and penalize it for failing to achieve the target. The Board considers this reasonable in its principle, but is concerned that its overall reasonableness depends upon the specific facts of the matter. In this regard, the Board is concerned that:

1. The price adjustment mechanism does not appear to reflect DISCO's actual cost for residual fuel oil, which is purchased at least one year in advance;
2. Evidence supporting the \$1.00 per barrel surcharge should be examined to determine its reasonableness;
3. The Target Heat Rate sets the standard against which performance is judged, and COLESONCO's and DISCO's interests in it are contradictory, making it critically important that they act as independent entities when negotiating its value;
4. The Operating Committee appears to have considerable discretion to adjust the source of the Heavy Fuel Oil Cost once the Platt's report is no longer published, and (perhaps unintentionally) no discretion to adjust it absent that event; and

²⁰ The additional 1.00 US\$ presumably reflects incremental transportation cost over and above delivery to New York harbour.

²¹ This is consistent with the value of 6.287 million Btu per barrel used by the US Energy Information Administration for residual fuel oil.

5. DISCO has the right to require, observe and obtain the results of heat rate tests of the generation units, but had not done so since the major refurbishment.

Unit Performance

Section 2.6 provides a pro-rated reduction in the capacity payment in any winter period (January, February and March) where the availability²² of the unit generators falls below 95%, and any summer period (June, July and August) where the availability of the unit generators falls below 85%. Such adjustments are reversed if the three-month average availability of a unit exceeds the target.

The Board is concerned that the “compensation” to DISCO for an availability shortfall during a peak winter month, being a reduction in its capacity payment, can be reduced or eliminated by “excess” availability during non-peak months. The market price of electricity varies substantially in the winter months, as illustrated in Table 1.

Table 1		
New England Market Price of Electricity at Keswick, New Brunswick for the Winter Months of 2004/05 and 2005/06		
Month	Average Monthly Price - US\$ per MWh	
	2004/05	2005/06
November	\$45.14	\$64.88
December	\$51.98	\$91.50
January	\$61.30	\$63.37
February	\$49.42	\$60.80
March	\$56.35	\$59.16

²² A generator is *available* if the system operator *can* dispatch it to meet load, irrespective of whether or not it is dispatched. *Availability* is defined under the tolling agreement as the ratio of the energy that would have been generated if it had been dispatched at its *declared* capacity in each hour of a month, divided by the energy that would have been generated if it had been dispatched at its *contracted* capacity.

This wide variation in winter energy prices, and the fact that higher prices are historically associated with periods of very cold weather, makes unit availability in peak months much more valuable to DISCO than it is in non-peak months. The performance clause does not appear to adequately reflect this reality.

GENCO Vesting Agreement

Energy Entitlement and Excess Entitlement

Under the vesting agreement DISCO is required to pay for all of GENCO's fixed costs through a capacity payment. It can only reduce its payments by reducing its Nominated Capacity. The Nominated Capacity is initially set at 2425.1 MW, which represents all of the base load capacity owned or under contract to GENCO and/or COLESONCO.²³ A total of 1258.4 MW of peaking capacity is also assigned to DISCO, and this amount varies *pro rata* to the Nominated Capacity. DISCO cannot adjust the amount of peaking capacity it buys from GENCO independent of the amount of base-load capacity that it buys.

DISCO's energy entitlement (Section 3.1.2) is limited to 56.5% of that which would be produced if the base-load assets ran fully loaded for each hour of the year. This is substantially less than the 85% production capacity that is normally expected from well-managed base-load generation assets. The difference between the reasonably expected production capacity and DISCO's entitlement is equivalent to some 690 MW of production capacity that DISCO pays for but GENCO is free to sell on the open market.

The variable cost to GENCO for this excess energy is simply the marginal cost of fuel and maintenance. The fixed cost to GENCO for this energy is the Third Party Gross Margin Credit it pays to DISCO. This is scheduled to be \$69.4 million during the test

²³ This figure does not include the capacity attributable to the Point Lepreau Nuclear Generating Station, which is covered by a separate PPA. It also excludes Courtenay Bay Unit 4, a 97.7 MW residual fuel oil fired steam turbine. This unit is credited to peaking capacity.

year, which is equivalent to \$8377 per MW-month.²⁴ The Board notes that Schedule 1.1.17, Page ii of the vesting agreement indicates that DISCO pays GENCO \$9166.67 per MW-month for Nominated Capacity during the test year. Under the existing arrangements, therefore, DISCO is required to sell capacity to GENCO at a price lower than GENCO charges DISCO for the same capacity. The Board would normally expect that such transactions would be effected at the same price. Because they are not, DISCO's customers appear to subsidize GENCO by \$6.5 million for the test year.

The price paid by DISCO to GENCO is scheduled to rise from \$9166.67 per MW-month to \$10,416.67 per MW-month in fiscal year ending March 31, 2008, an increase of 13.6%, and stay constant for the following 8 years. The price paid by GENCO to DISCO (the Third Party Gross Margin Credit) is scheduled to rise by 0.3% for fiscal year ending March 31, 2008. It then falls by 72% in the following year²⁵, presumably a consequence of the Pt. Lepreau station's refurbishment outage, and:

"In October, 2008, DISCO and GENCO shall establish the Third Party Gross Margin Credit for each of the 5 fiscal years in the period commencing April 1, 2009 . . . "

As noted above, the Board is concerned that these terms and conditions may not adequately reflect the government's policy intent as indicated by the White Paper and the legislation. They burden DISCO with risks that a plain reading of the White Paper would suggest should be borne by GENCO. They also appear to subsidize GENCO's participation in the developing market. This tilts the "playing field" strongly in favour of GENCO vis-à-vis other potential market participants, in complete contradiction to government policy.

²⁴ \$69.4 million divided by 12 months is \$5.78 million per month. Dividing \$5.78 million per month by 690 MW yields the price paid by GENCO for the capacity: \$8377 per MW-month.

²⁵ FISCAL YEAR 2007/08, \$69.6 million; FISCAL YEAR 2008/09, \$19.4 million. (Sch. 6.3, Vesting PPA)

The Board also notes that the payments by DISCO to GENCO are adjusted upwards annually to compensate for general inflation, but no such adjustment is made to the payments from GENCO to DISCO. Such asymmetrical treatment is not appropriate.

Load Factor Improvement

A well-managed capital-intensive company would normally be expected to seek load factor improvement to improve asset utilization rates. It would do so by taking steps to reduce peak demand, or the rate at which peak demand grows, while maintaining or increasing sales volume. The energy entitlement provisions of the vesting agreement frustrate such good management practice.

For example, if DISCO were to reduce its peak demand while holding its energy sales constant by load shifting through time-of-use rates²⁶, it would be reasonable for it and its customers to capture the benefit of that demand reduction by reducing its capacity nomination under the PPA. Unfortunately, DISCO's energy entitlement is proportionate to its capacity nomination. Reducing its nomination would thus reduce its energy entitlement, forcing it to enter "the market" to purchase the difference between their constant energy requirement and their entitlement under the new nomination. As noted above, GENCO clearly dominates "the market", and the net result would likely be that DISCO would pay the New England price to GENCO for the energy shortfall. It is generally anticipated that this price would be higher than the embedded cost of energy under the PPAs, reducing the incentive for load factor improvement by DISCO and its customers, and thereby transferring the benefits of such improvement to GENCO.

Such a disincentive for good asset utilization is not in the best long-term interests of either DISCO's customers or the shareholder. It is also inconsistent with the direction established in the government's White Paper.

²⁶ It should be noted in this context that the White Paper states:

"electricity time-of-use rates will be introduced to inform customers about the true cost for consumption and provide them with price signals for making economically based decisions about energy efficiency and controlling their energy costs;" (White Paper, p.vi).

Third Party Purchases Benefit Adjustment

This portion of the agreement provides for GENCO and DISCO to share equally in any savings achieved by supplying DISCO with electricity from third parties that is priced lower than the vesting agreement price. It is not clear how development of a robust market is served by having the dominant supplier (GENCO) act as an agent or broker for DISCO in acquiring energy from other market participants. Rather, it seems likely that potential competitors to GENCO would prefer to sell directly to DISCO. On its face, it would also seem preferable, at least for DISCO's customers, to "cut out the middleman" and purchase directly from the cheaper supplier.

The vesting agreement does not appear to facilitate this option. Rather, it appears to frustrate the development of a competitive market by promoting the incumbent and dominant Generator's active involvement as an agent of the largest load-serving entity in the market. At the same time it appears likely to result in electricity prices that are higher than necessary for New Brunswick customers. It does appear to provide some protection from competitive market forces for GENCO, which may be of limited benefit to the shareholder.

Point Lepreau PPA Shortfall

The Point Lepreau PPA specifies that it is to provide 4,240 GWh per year before refurbishment and 4,500 GWh after refurbishment. In the event that production falls short of the target, GENCO is obligated to make up the difference between the target and actual production. In exchange, DISCO is required to pay GENCO a premium for that make-up energy such that the total price paid for it equals the price that would have been paid to NUCLEARCO if it had met the target. This is problematic from two perspectives.

The first and most obvious problem with the arrangement is that it holds the generation side of NB Power harmless in its failure to meet production targets. Failure to meet

production targets at the Point Lepreau plant could arise from bad luck or bad management. In either case, NUCLEARCO's revenue will be reduced by an amount proportionate to the shortfall, and GENCO's revenue will be increased by the same amount, leaving the combined companies unaffected. While GENCO and NUCLEARCO are separate "persons" at law, they are also closely affiliated corporations with the same Board of Directors, the same President, and the same owner/investor. Together, they suffer no penalty for a production shortfall that could be reasonably expected to arise from bad management. The Board finds this difficult to reconcile with the government's policy intentions, and with its own appreciation of good business and regulatory practice.

The second and (perhaps) less obvious problem with the arrangement arises from the different price bases of the NUCLEARCO and GENCO PPAs. The NUCLEARCO PPA was structured so that DISCO pays it a simple price, in \$ per MWh, for energy delivered. This price clearly includes compensation for both fixed costs and variable costs. The GENCO PPA is structured with separate capacity and energy payments, and the capacity payment is designed to recover all of GENCO's fixed costs. In the event of a shortfall by NUCLEARCO, GENCO will make it up using capacity that is already fully paid for by DISCO, and charge a price that includes an allowance for capacity, effectively double billing DISCO for capacity.

The rationale for this is apparently the notion that, by virtue of its obligation to provide make-up energy, GENCO foregoes the opportunity to sell that energy in the market, and the NUCLEARCO energy price was thought to be a reasonable proxy for the market price. The implicit assumption in this notion is that that GENCO would actually be able to sell all of the make-up energy in the market at the time that the shortfall was being supplied.

To test this assumption, the Board notes that GENCO reported export sales of 305 GWH on all paths for July and August, 2005. Deliveries on the only direct connection to the large New England market, the MEPCo tie line, were 266 GWH, 26% of that line's

nominal capacity for the period. New England faced its peak load for 2005 in the hour ending 3:00 pm EDT on July 27. In that hour, the MEPCo tie-line carried 238 MW. It is normally capable of 700 MW. These facts suggest that transmission issues did not significantly restrict GENCO from selling excess energy into the New England market during those months.

The Board also notes that, had NUCLEARCO been unable to deliver energy during the 2 summer months of 2005, GENCO would have been called upon to provide some 937 GWH of energy to DISCO to make up for the shortfall. In that case, GENCO would have had to forego no more than 305 GWH of export sales, the amount it was actually able to export, and not the 937 GWH implicit in the PPA.

On this basis, the pricing provisions of the Point Lepreau PPA shortfall clause appear to be inconsistent with public policy goals and raise a reasonable apprehension of unfair treatment for DISCO's customers.

Capacity Payment

The monthly payment for capacity is given in Schedule 1.1.17. It shows that DISCO was scheduled to pay \$8,333.33 per MW-month in fiscal year 2004/05. This increased by \$416.67 for fiscal year 2005/06 and a further \$416.67 for the test year, fiscal year 2006/07. It is scheduled to rise by a further \$1250 for fiscal year 2007/08, for a total rise of 25% over 3 years. It is then to remain relatively constant until fiscal year 2017, whereupon it is reduced by approximately 1 per cent per year until 2030. The Board heard that the rationale for the variation in capacity payments was to allow for the required return to GENCO over the life of the agreements. The basis for the calculation of the capacity payment is not shown and therefore cannot be assessed for reasonableness. As well, the formula for CPI adjustment is not straight forward, and thus is difficult to rationalize.

Legal and Legislative Issues:

Introduction:

DISCO's application for approval of revenue and rates for the test year 2006/07 is the first such hearing conducted by the Board pursuant to the Act. The Act was proclaimed effective October 1, 2004 save for sections 5 and 80, subsections 99(2) and 99(3), sections 156 and 157 and paragraph 175(1)(b). Of those provisions section 156 has a major and material impact on this decision. The Application was made pursuant to Part IV of the Act.

Section 156 appears in Part V of the Act under the heading "Transitional" and was proclaimed effective May 9, 2005. Section 80 appears in Part IV of the Act and was proclaimed effective October 13, 2005. Section 156 states that for the purpose of the first hearing before the Board under Part IV of the Act that all assets transferred to the various subsidiaries of HOLDCO, including DISCO, before the commencement of the section, are deemed to have been prudently acquired and useful for the purposes of DISCO. As well, section 156 provided that any expenditures arising from various service contracts entered into, *inter alia*, by DISCO before the commencement of the section are deemed to be necessary for the provision of the service.

Such are normally matters for the Board's consideration and decision in a typical revenue and rate application. The delay in proclamation of section 156 allowed DISCO to conclude negotiations related to several service contracts with affiliated companies and have them protected from scrutiny. Had section 156 been proclaimed along with the other portions of the Act, these service contracts would have been open to scrutiny by the Board during this hearing.

Prior to closing submissions the Board requested that DISCO and the intervenors address in their final submissions several issues that the Board considered it should have input on,

before the hearing concluded. In addition, the PI in his final submission raised a legal issue for the first time.

Section 156:

In respect of section 156 the Board requested input on the section's impact on any applications to the Board following delivery of the present decision. The Municipals made a substantial argument that this section is spent and has no further force and effect upon the conclusion of the present hearing. The PI and CME concurred in that position. EGNB, while saying it had no comment on the effect of section 156 on subsequent hearings, did caution that such a determination should be left to the next hearing as it is only then that it becomes a material issue. DISCO agreed that this section is spent upon completion of the present hearing but submitted that it has residual legal impact on subsequent hearings. Essentially DISCO argued that for all subsequent hearings the asset values and expenditures deemed necessary and prudent by section 156 are binding on the Board. That is, the Board cannot revert to its normal prudency reviews in such subsequent hearings because the legislature, through the medium of deeming provisions of section 156, has precluded all such future reviews save as there is a material change in any of the assets or contracts.

The Board agrees with the analysis provided by the Municipalities and finds that section 156 is spent and of no force and effect in respect of any applications following delivery of the present decision. The Board does not accept the submission by DISCO that section 156 has a residual impact arising out of its deeming provisions. Its position does not give proper consideration to the opening words of the section which clearly state that the section applies "*for the purposes of the first hearing before the Board ...*". Those words apply to the whole of the provision and there is no wording in the section, which suggests, or by necessary implication suggests, that its provisions are to have any impact on subsequent hearings. The Board notes that section 156 appears in Part V of the Act under the heading "Transitional Provisions". In keeping with the modern day rules of statutory interpretation that require a statutory provision to be examined in the context of

the whole of the enactment the Board finds the appearance of section 156 in that portion of the Act supportive of its conclusion.

Exit Fees:

A number of participants raised the issue of the fees payable upon a municipal distribution utility or an industrial customer leaving standard service. Such fees are generally referred to as "exit fees" and are addressed in sections 78 and 79 of the Act. The Board's concern is that the development of the electricity market as envisaged by the Act will be inhibited should such customers have to give notice of leaving standard service to DISCO prior to being able to determine definitively what exit fee it would have to pay. The exit fee is payable upon such customer leaving standard service or by reducing its standard service commitment through third party purchases of energy or by self supplying a portion of its energy requirements.

The Board requested DISCO and the Intervenors to address this issue in their final submissions. Essentially there are two interpretations that can be placed on sections 78 and 79. First, that they must be read conjunctively in that they must be read together in such a way that formal notice of leaving standard service is required before an appearance before the Board can be invoked to have the Board determine the exit fee. Second, that the formal notice required by section 78 establishes one procedure that is separate from and independent of the provisions of section 79. Section 79 can be invoked to have the Board determine the exit fee without having to give the notice called for in section 78. That is, the sections are to be interpreted disjunctively.

The NBSO, while not an active participant in the hearing, considered the issue to be very important to the development of the energy market. Upon receiving information that the Board wished the issue addressed in the hearing it applied to the Board for leave to make a submission on the issue and received approval therefor, with the concurrence of the participants.

The Municipals submitted that both interpretations could be placed on the sections. EGNB and DISCO were of the view that the two provisions could be read disjunctively. That is, it is clear from the overall intent of the Act that the notice required by section 78 is not a condition precedent to a customer invoking the provisions of section 79. Section 79 allows the Board to determine a exit fee so the customer could obtain essential information in respect of its cost of leaving or reducing standard service before making a decision to do so or not.

The NBSO agreed with EGNB and DISCO that the sections can be read disjunctively but says that DISCO is in error when it suggests there are only two interpretations that can be placed on the sections.

Various participants suggested, in light of the ambiguity in the interpretation of the sections, that the Board should examine the provisions in the context of the whole of the Act which has as one of its primary purposes the development of a wholesale market for energy. It was suggested that the Board exercise its powers provided in section 128 and 130 of the Act to rule in favour of the disjunctive interpretation of the sections.

The Board notes that section 128 appears in Part V of the Act and the section is limited in its application to matters arising under that Part of the Act whereas the present application was made pursuant to Part IV. As well, the Board is mindful of the cautions imposed on the use of the general "public interest" authority provided it in section 130 as expressed in a recent decision of the Supreme Court of Canada: *ATCO Gas & Pipeline Ltd. v. Alberta (Energy & Utility Board)*, 2006 SCC 4, handed down in February 2006.

The Board does not agree with the interpretation placed on sections 78 and 79 by the NBSO and concurred in by the PI, the Municipals and EGNB or the position of DISCO Applicant. The Board's interpretation is that upon a plain reading of the two provisions that formal notice must be given by a customer pursuant to section 78 of the Act that it will leave standard service before that customer can invoke the provisions of section 79 to have the Board determine the exit fee. The Board is not prepared to invoke sections

128 and 130 of the Act in respect of its interpretation of sections 78 and 79 as it does not consider them to have application to the matter of exit fees. The Board therefore cannot initiate a hearing into exit fees.

Sections 98 and 99:

The PI in his final submission suggested that the provisions of section 98 and subsection 99(1) are capable of being interpreted as allowing a rate increase by DISCO in any given fiscal year of more than 3% without a hearing before the Board. He requested the Board address the issue in its decision. Specifically his submission was that DISCO could raise its rates by 3% pursuant to section 98(1) notwithstanding the limitation found in subsection 99(1) in a fiscal year in which DISCO receives a rate increase approved by the Board.

The Municipals and DISCO both argued that on a plain reading of Part IV of the Act pursuant to which the application was made that any increase in rates in a fiscal year which would bring the cumulative total of rate increases in that fiscal year above 3% would require application to and approval of the Board before being instituted. The Board agrees with the submissions of the Municipals and DISCO and rules accordingly.

Hydro Adjustments:

There was considerable discussion at the hearing relating to the possible impact of above average hydroelectric generation in 2005/06. GENCO owns several hydroelectric generators that supply energy to DISCO. For the purposes of the PPAs, the annual production of energy from these generators is assumed to be 2654 GWh. The 2654 GWh is based on the average annual amount of energy produced by the hydroelectric generators over a significant period of time. Whenever the annual production is below this amount DISCO makes a payment to GENCO and if the production is higher then GENCO makes a payment to DISCO.

Section 6.12 of the Vesting Agreement between DISCO and GENCO governs these adjustments. The 2654 GWh is specified and is used to calculate the variance in the amount of production for a given year. However, the price per GWh to be used is not specified. The section refers to the incremental costs incurred or avoided by GENCO but does not specify how these incremental costs are to be determined. NBSO normally dispatches generating facilities on the basis of least cost. The least expensive units are dispatched first and, as demand increases, more expensive units are brought online. The incremental cost, at any particular point in time, is the cost of producing one more unit of electricity.

DISCO and GENCO have each appointed a representative to an operating committee ("Operating Committee"). That representative is authorized to act on their behalf in addressing operating and administrative issues related to the Vesting Agreement between DISCO and GENCO.

Initially, the Operating Committee decided to use the incremental cost at the top of all energy produced, including export sales, for setting the price to be used in Section 6.12. This meant that GENCO's most expensive source of electricity was used to establish the incremental cost. On August 30, 2005 the Operating Committee decided that it was more appropriate to use the incremental cost at the top of the in-province energy production as the price for Section 6.12 adjustments. This change in methodology was made retroactive to April 1, 2005. The amount of energy required in-province is less than the amount necessary to serve both the in-province and export markets. As discussed above, the greater the amount of energy produced, the higher the incremental cost. The change in the methodology used to establish the price for Section 6.12 therefore has the effect of reducing the cost associated with the payments that must be made by DISCO or GENCO. This is because the quantity remains the same but the price is lower.

Actual production by GENCO's hydro-electric facilities during the first eight months of the 2005/06 year was 655.6 GWh higher than average, as water flows were significantly greater than average. This extra production, in only eight months, was approximately

25% more than the normal full year production of 2654 GWh. Hydro production continued above normal and at the end of eleven months, the extra production had resulted in a payment to DISCO from GENCO of \$21.3 million which was based on the incremental cost for in-province energy only. If the incremental cost had been based on the most expensive energy produced by GENCO, including export sales, the payment to DISCO would have been \$71.8 million or \$50.5 million more.

When the Board had full regulation of NB Power in the early 1990s it required NB Power to maintain a deferral account to cover such eventualities in that the account could be drawn upon in years when water flows were low and paid into when water flows were above average. DISCO's evidence was that it budgeted for hydro generation energy costs based on a moving 30-year average of water flows.

A public hearing on NB Power's accounting and financial policies was held in October 1990. One matter discussed was the Generation Equalization Account. This account had been established in 1955 and NB Power provided the following rationale for the use of such an account:

"Hydro and nuclear units have common cost characteristics in that capital-related charges are very high and fuelling costs are very low. When the energy output from these generating sources falls, most costs continue and the utility must also replace the energy from thermal generating plants that have high fuel costs.

These cost characteristics of hydro and nuclear units mean that costs between periods can experience large fluctuations due to certain factors, which are largely beyond the control of the utility, relating to water flow conditions or nuclear unit performance. NB Power believes that customers in any given time period should receive the benefit of average performance from these high quality generating assets, as a matter of inter-generational equity. The utility further believes that

stabilization of costs is essential to avoid the rate volatility that would be required to actually track generation costs period-by-period.

To treat customers in each time period equally, and stabilize rates, NB Power determines its revenue requirements each year on the assumption that average water flows and average nuclear unit performance will be realized. This is done even if there is reason to believe performance in either case will be above or below average levels.” (Exhibit NBP 1, page 5-6 and 5-7, June 22, 1990)

The Board, in its decision dated May 22, 1991, concluded that the principle of adjusting NB Power’s annual operating results so as to equalize the operating performance of the nuclear and hydro units was appropriate.

NB Power continued to use the Generation Equalization Account until April 1, 1994. At that time, the company ceased making adjustments to the account and the existing balance of \$164 million was credited to income over the three years 1994/1995, 1995/1996 and 1996/1997. This was done on the company’s own initiative without any approval from this Board. The effect was to increase net income and reduce the need for rate increases in those three years. However, the result was that this account was no longer available to help stabilize rates after the 1996/1997 year. The Board considers it unlawful that the regulatory reserve accounts approved by it in the early 1990s were eliminated without its approval.

DISCO, as the successor to NB Power in respect of distribution, offered no substantial explanation of why such accounts had been discontinued without Board approval.

The Municipals suggested the Board re-establish such an account for the test fiscal year of 2006/07 and cited subsections 101(1) and 101(4) of the Act as authority for the Board to do so. The PI suggested that such an account be established for fiscal year 2005/06 and have application from that fiscal year forward. In addition he requested that a portion of

such new account be used to offset the revenues and rates approved by the Board for 2006/07. VCSJ and the CME suggested the Board re-establish such account.

DISCO Applicant said it had no problem with the Board establishing such an account for the fiscal test year of 2006/07 as the Act clearly allows it. The Applicant cautioned that the Board could not impose it for fiscal year 2005/06 as that would be a retroactive decision of the Board. In addition, DISCO argued that adopting the PI's suggestion and applying a portion of the 2005/06 so called windfall revenue to fiscal year 2006/07 to offset the revenues and rates for that year, would be contrary to the provisions of the Act which entitle DISCO to full recovery of all its forecasted energy costs for 2006/07 as provided for in subsection 101(3) of the Act.

The Board is of the opinion that it has the authority to establish a hydro adjustment or deferral account for the test year 2006/07. However, the Board is not going to do so at this time. Neither DISCO nor the Intervenor addressed an issue that is of concern to the Board related to the establishment of such an account. The Board is concerned that the restructuring of NB Power and the creation of the PPAs place DISCO one step removed from GENCO's hydro generation system revenues. Due to section 156 of the Act the Board has not been able to review the relationship between those revenues and GENCO's energy charges to DISCO contained in the PPAs. Without sufficient detail the Board cannot determine the relevant conditions that should be applied to such an account.

Further, the Board considers that there is insufficient evidence, in this proceeding, to properly do so. It believes that parties should have an opportunity to fully discuss how such accounts would be established and how they would operate before the Board orders that they be established. Accordingly, the Board directs DISCO to file with the Board a proposal outlining how such an account could be established together with suggested terms and conditions for its operation at the time DISCO next makes application to the Board for approval of rates and revenues. This proposal should address at least the following matters:

- a. The ability of the Operating Committee to interpret the contract,
- b. The need for a reserve account to be established and the purpose of such an account,
- c. The relationship between adjustments related to hydro flows and those related to export sales and
- d. Whether it would be appropriate to have a reserve account related to energy production from the Point Lepreau nuclear generating facility.

Capital Expenditures:

The Board is concerned that the Act does not contain an express provision allowing it to review proposed capital expenditures of DISCO. Prior to the enactment of the Act the Public Utilities Act contained provisions which required NB Power to apply to the Board for a recommendation in respect of capital expenditures which would exceed \$75 million dollars. The Board conducted hearings in respect of the Point Lepreau refurbishment and the Coleson Cove upgrade. Upon the proclamation of the Act those provisions of the Public Utilities Act were repealed and no comparable provisions were included in the Act.

Capital expenditures incurred and proposed by a utility are critically important to the revenue review and rate approval process. The Board does not have general supervision of DISCO. The Board is confined to a review of rates, charges and tolls and then only when an application is made to the Board for a change in them. In this first hearing section 156 expressly precluded the Board's opportunity to review the use and usefulness of DISCO's assets and the prudence of its expenditures. In addition the Board is particularly concerned with capital expenditures being made by or proposed by GENCO as recovery of such expenditures flows directly through to DISCO in the PPAs.

Absent express wording in the Act, the Board finds that it is not in a position, on its own initiative, to conduct periodic reviews of DISCO's or GENCO's actual and proposed capital expenditures independent of a rate application by DISCO.

The Board does, however, have general authority pursuant to section 136 of the Act to require DISCO to provide any information to the Board that it considers appropriate to allow it to properly perform its functions under the Act. DISCO is therefore directed to provide to the Board, on or before October 1, 2006, for the fiscal year 2007-2008 and annually thereafter, a statement outlining in detail its proposed capital expenditures. In addition, the Board directs DISCO to provide the same information in respect of GENCO's proposed capital expenditures for the same periods to the extent that they have been disclosed to DISCO by GENCO.

The Board will conduct a full review of DISCO's actual and proposed capital expenditures as a part of the next rate application made by DISCO. At that time the Board will also review available information in respect of GENCO's actual and proposed capital expenditures to the extent they have been disclosed to the Board.

Recommended Legislative Changes:

As discussed elsewhere in this decision, most of the intervenors, both formal and informal, agreed that the NB Power group of companies today still operates as a vertically integrated utility. Their conclusions are supported, in the Board's opinion, by its review of the shareholders agreement between the government and HOLDCO and by the inclusion of DEBTCO as a party to various PPAs and service agreements. These arrangements effectively inhibit the development of a competitive market for electricity. Most of the intervenors submitted that there is no competitive market for electricity in New Brunswick and further argued that until such time as there is a competitive market, the NB Power group of companies should all be fully regulated by the Board.

The introduction of the so-called three percent cap, which means that the utility can raise its rates up to 3% without appearing before the Board, has contributed to the desperate financial condition in which the NB Power group of companies find themselves. On the basis of this, the Board strongly recommends to Government that a complete review of the Act occur immediately. One of the objectives of such a review would be to provide the Board with normal regulatory tools including general supervisory powers over the NB Power operating companies. This will give the Board the ability to call in any of the utilities at any time it appears that it is in the public interest to do so.

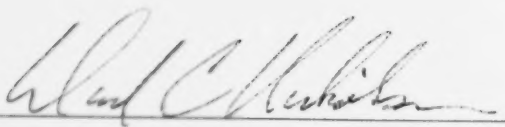
The Board therefore makes the following additional specific recommendations in respect of amendments to the Act:

- 1 Section 79 should be amended to give the Board authority to initiate, on its own accord, an exit fee hearing.
- 2 Section 101 should be amended to give the Board authority to regulate the tariff of DISCO, not just its rates, charges and tolls. The Board has this authority in respect of TRANSCO and it makes no sense to limit the Board's authority to a review of just the rates, charges and tolls of DISCO.
- 3 Sections 98 and 99 should be repealed to ensure that any increase in rates by DISCO is preceded by a public hearing before the Board.
- 4 Subsection 101(4) should be amended by adding a new paragraph 101(4)(f) to allow the Board to take into consideration energy policies instituted or planned by the Energy Efficiency and Conservation Agency of New Brunswick.
- 5 Subsection 103(3)(b) should be amended to allow rates to take effect after the expiration of 30 days as presently stated or immediately after the date on which the Lieutenant-Governor in Council modifies or reverses the Board's order, or a

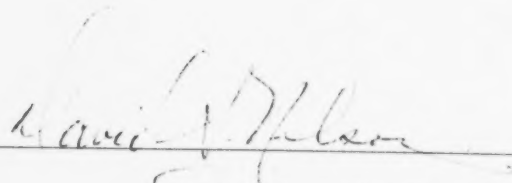
decision is made by the Lieutenant-Governor in Council not to change the decision.

- 6 Subsection 119(1) should be amended by deleting "and rules" in both the heading and the subsection.
- 7 Section 120 should be amended to remove "when approved by the Lieutenant-Governor in Council".
- 8 Section 128 should be amended to ensure that it has application to the whole of the Act and not confined in operation to Part V.
- 9 Section 156 should be repealed.
- 10 The following additional new provisions should be enacted:
 - (i) Authority for the Board, in its sole discretion, to initiate a proceeding relevant to its regulatory powers provided in the Act.
 - (ii) Express authority for the Board to initiate, in its own discretion, a review of capital expenditures by GENCO or DISCO.
 - (iii) Authority for the Board to make interim orders.
 - (iv) Authority for the Board to revisit a decision upon the request of an affected participant in a hearing.

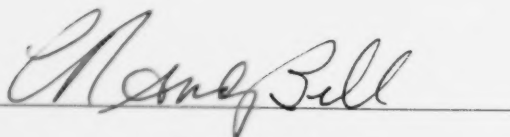
DATED AT THE CITY OF SAINT JOHN, NB THIS 19TH DAY OF JUNE, 2006



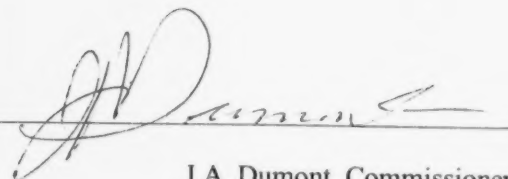
David C. Nicholson, Chairman



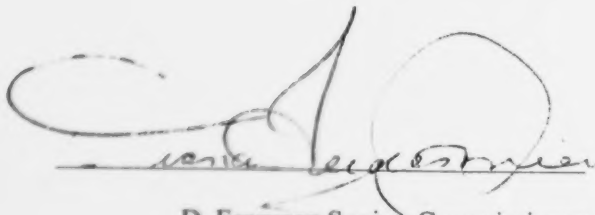
D.S. Nelson, Vice Chairman



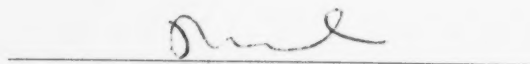
Randy C. Bell, Commissioner



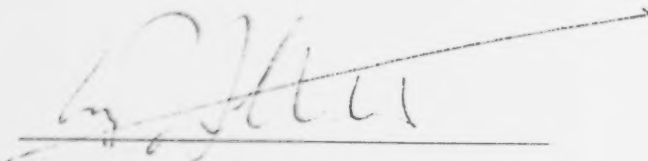
J.A. Dumont, Commissioner



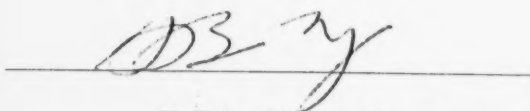
D. Ferguson Sonier, Commissioner



P. LeBlanc-Bird, Commissioner



K.F. Sollows, Commissioner



H. Brian Tingley, Commissioner

Appendix A

New Brunswick Board of Commissioners of Public Utilities

Pre-Hearing Conference

In the Matter of an application by the NBP Distribution &
Customer Service Corporation (DISCO) for changes to its
Charges, Rates and Tolls

Delta Hotel, Saint John, N.B.
May 30th 2005, 1:30 p.m.

Henneberry Reporting Service

INDEX

- A-5 - Technical Audit, Purchased Power Budget, April 2005 -
March 2006, of New Brunswick Power Distribution and
Customer Service Corporation, prepared by La Capra
Associates, dated May 18th, 2005 - page 177
- A-6 - Load Forecast 2005 to 2015 - page 177
- A-7 - Disco Business Plan and Financial Forecast 2005 2006 to
2007 2008, which was issued on January 17, 2005
- page 177

New Brunswick Board of Commissioners of Public Utilities

Pre-Hearing Conference

In the Matter of an application by the NBP Distribution &
Customer Service Corporation (DISCO) for changes to its
Charges, Rates and Tolls

Delta Hotel, Saint John, N.B.
May 30th 2005, 1:30 p.m.

CHAIRMAN: David C. Nicholson, Q.C.

VICE-CHAIRMAN: David S. Nelson

COMMISSIONERS: Ken F. Sollows
Patricia Leblanc-Bird
Randy Bell
Jacques A. Dumont
Diana Ferguson Sonier
H. Brian Tingley

BOARD COUNSEL: Peter MacNutt, Q.C.

BOARD STAFF: Doug Goss
John Murphy
John Lawton

BOARD SECRETARY: Lorraine Légère

.....

CHAIRMAN: Good afternoon, ladies and gentlemen. The
first order of business is to get appearances for today.
The applicant, that is, NB Power Distribution and Customer
Service Corporation?

MR. HASHEY: Thank you, Mr. Chairman. Pretty much the same
group that were here with you before. Myself, Terry
Morrison along with Rock Marois and Sharon MacFarlane at

the front table, Gaetan Thomas at the far end, and behind us are sitting Marg Tracy and Lillian Gilbert of regulatory affairs at Disco, and with them Blake Hunter, Lori Clark and Neil Larlee.

CHAIRMAN: Thank you, Mr. Hashey. Canadian Manufacturers and Exporters, New Brunswick Division?

MR. PLANTE: Mr. Chairman, Dave Plante on behalf of CME New Brunswick.

CHAIRMAN: Okay. That's Mr. Plante. Conservation Council of New Brunswick? Not represented. Eastern Wind Power Inc.?

MR. MACPHAIL: Peter MacPhail on behalf of Eastern Wind Power.

CHAIRMAN: Thank you, Mr. MacPhail. Enbridge Gas New Brunswick Inc.?

MR. MACDOUGALL: David MacDougall representing EGNB and I am joined today by Shelly Black of Enbridge.

CHAIRMAN: Thank you, Mr. MacDougall. Energy Probe? Not here. Irving Paper, Irving Pulp & Paper Limited and J.D. Irving Limited?

MR. BOOKER: Mr. Chairman, Andrew Booker and Thomas Storrington for the Irving Group.

CHAIRMAN: Thanks, Mr. Booker. And the Jolly Farmer? I guess he is not here today. New Brunswick System

Operator.

MR. ROHERTY: Thank you, Mr. Chairman. Kevin Roherty for
New Brunswick System Operator.

CHAIRMAN: Thanks, Mr. Roherty. Rogers Cable Communications
Inc.?

MS. MILTON: Leslie Milton for Rogers Cable, Mr. Chairman.

CHAIRMAN: Thank you, Ms. Milton. And then the self-
represented individuals who have a position in the
Legislative Assembly and -- or some of them do anyway? Is
there someone here representing either Mr. Allaby, Mr.
Graham, Mr. Jamieson or Mr. MacIntyre?

MR. ROWINSKI: Yes, Mr. Chair. Jan Rowinski. I am joined
today with Erik Denis.

CHAIRMAN: Thank you, Mr. Rowinski. And that is Mr. Denis
with you now?

MR. ROWINSKI: Yes, it is.

CHAIRMAN: Thank you. The Municipal Utilities?

MR. GORMAN: Good afternoon, Mr. Chairman and Members of the
Board. Raymond Gorman appearing on behalf of the
Utilities Municipal. I am joined today by Tony Furness,
Eric Marr, Dana Young, Charles Martin, Pierre Roy and Jeff
Garrett.

CHAIRMAN: Who is back at the shop, Mr. Gorman?

MR. GORMAN: Good question.

CHAIRMAN: And Vibrant Community Saint John?

MR. MACNUTT: Mr. Chairman, staff have been advised that Mr. Peacock is here but had to step outside. So he will be attending the balance of the hearing.

CHAIRMAN: That's Mr. Peacock, Mr. MacNutt?

MR. MACNUTT: Correct.

CHAIRMAN: Public Intervenor?

MR. HYSLOP: Thank you, Mr. Chairman. Peter Hyslop with Mr. O'Rourke, Mr. Barnett, Mr. Hegler and Ms. Power.

CHAIRMAN: Thank you, Mr. Hyslop. There are a number of informal Intervenors and just for the sake of the record again, stop me if there is someone representing. The Agricultural Producers Association of New Brunswick, the Jolly Farmer represented them at the last start of the pre-hearing, Canadian Council of Grocery Distributors, City of Miramichi, Flakeboard Company Limited --

MR. BOURQUE: Pat Bourque here, Mr. Chairman, for Flakeboard.

CHAIRMAN: And New Brunswick Power Generation, Noranda Inc., Potash Corporation of Saskatchewan Inc., UPM-Kymmene Miramichi Inc.. And, Mr. MacNutt, you are here as Board Counsel. Who is with you today?

MR. MACNUTT: Yes, Mr. Chairman. I have with me today Doug Goss, senior advisor, John Murphy, consultant, and John

Lawton, advisor.

CHAIRMAN: Thank you. Ladies and gentlemen, over lunch hour we were talking with -- or attempting to speak with most of the representatives of the parties and -- I'm sorry -- of the applicant and the formal Intervenor, and to see how we would start today's session going. When I got the briefs in I was surprised to learn that Mr. Morrison indicated that he would be addressing what I had considered the second matter that we were going to be discussing which was the fuel surcharge at a future time, and I had expected that all those had been covered in the arguments and the briefs that were filed with us. Anyway, the Board looked at that and said, well certainly on the adjourned dated why we had better give anybody who does in fact wish to address the Board further in reference to that, give them an opportunity to do so, even though we had said that we would have a decision ready for this afternoon's session to deal with the two things in addition to the fuel surcharge, also to what I call a deferral account which is called a variable fuel surcharge variance account by the applicant. And we went back and forth on that but just prior to our coming in we were approached by Mr. Hashey on behalf of the applicant, the Public Intervenor and Mr. Gorman for

the Municipal Utilities, suggesting that we proceed by way of simply giving our decision in reference to the deferral account now. Then take a brief recess for the parties to be able to assemble their arguments and positions as to how we go from here.

Anybody have any problems in proceeding in that fashion? And I see Mr. Coon has arrived so he will be on the record as having appeared today.

And silence is acquiescence. So the Board will give its decision concerning the --

MR. HASHEY: Mr. Chairman, maybe before you get to that point, would it be worthwhile to put in as exhibits the other documents that were forwarded out?

CHAIRMAN: No, Mr. Hashey. No.

MR. HASHEY: Okay. Thank you very much.

CHAIRMAN: That ruins my procedure here. I am going to proceed before we do that. I left my paper concerning that outside, Mr. Hashey. That's the whole reason behind that. All right.

The Board has reviewed all the submissions and thanks the parties for the guidance that has been provided.

The Board is of the opinion that what it can and cannot do and what it should do must ultimately be decided by reference to its governing legislation, in this case

the Electricity Act.

In considering a variable fuel surcharge variance account, which I will refer to as deferral account, the most relevant section of the Act in our opinion is subsection 101(3).

That section reads: "The Board shall, when considering an application under this section, base its order or decision respecting the charges, rates and tolls to be charged by the Distribution Corporation on all of the projected revenue requirements for the provision of the services referred to in section 97."

This section requires the Board to base its decision on rates on all of the projected revenue requirements.

Revenue requirements is defined in the Act as follows:

"Revenue requirements" means the annual amount of revenue required to cover projected operation, maintenance and administration expenses, amortization expenses, taxes and payments in lieu of taxes, interest and other financing expenses and a reasonable return on equity."

The items to be included are well defined and would clearly include the cost of fuel necessary to produce purchased power. However, the word projected is not defined. The time period to be used in considering revenue requirements and setting rates could therefore be

a matter of some debate.

Projected implies a future period and the Board must decide what is the appropriate future period for the purpose of setting rates.

The Board believes that the new rates should be set so that the company would recover its annual revenue requirements if the new rates were in effect for a full 12 months. For a given accounting year, the company must accept any shortfall in the recovery of its costs that is due to the new rates only taking effect part way through the year. The company must anticipate cost increases and apply for new rates in a timely fashion.

In the current case the New Brunswick Power Distribution and Customer Service Corporation, commonly called Disco, has stated that the cost of fuel necessary to produce the power that it must purchase to serve its customers will increase substantially in 2005/2006 due to factors beyond its control. Disco also states that this increase in cost cannot be recovered from the currently approved rates and that it has applied for relief in an expeditious manner. The relief that Disco has applied for is twofold, a fuel surcharge to be effective on a go-forward basis and a deferral account to capture the additional fuel costs

incurred in 2005 and 2006 prior to the effective date of the fuel surcharge.

The deferral account, if approved, would permit Disco to recover from future rates costs that had been incurred prior to the Board's final decision on rates.

The Board considers that to allow the recovery of costs incurred prior to the effective date of its final decision would be tantamount to the approval of interim rates. The Board is of the opinion that it does not have authority under the Electricity Act to approve interim rates.

Therefore, the Board will not approve a deferral account for the purpose of accruing any costs incurred prior to the effective date of its final decision.

We will now take a 15 minute recess and we will come back in and go from there.

(Recess)

CHAIRMAN: I apologize. That was a long 10 minutes.

Mr. Hashey?

MR. HASHEY: Yes, Mr. Chairman.

CHAIRMAN: Or Mr. Morrison?

MR. MORRISON: Thank you, Mr. Chairman, Commissioners. As you know, the variance account is a fundamental component of Disco's rate application. As indicated in the application itself it was the mechanism proposed that was

essential to avert continuing and serious financial hardship to Disco.

Given the Board's decision on this crucial issue of the deferral or variance account, I'm requesting an adjournment in order to consult with my client with respect to the options available to it in connection with this application.

This will require some internal consultation and decision-making which I expect will take a minimum of several days. In light of that I'm requesting an adjournment and suggesting that an adjournment of approximately a week or perhaps a little more would be appropriate in the circumstances.

CHAIRMAN: Mr. Morrison, does that mean that your client never considered that the Board might not grant this remedy that they asked for? That is what it sounds like.

MR. MORRISON: There is some internal decision-making that has to be made, Mr. Chairman.

CHAIRMAN: Okay. All right. Formal Intervenors.

Mr. Plante, do you have anything you want to say about this request for an adjournment?

MR. PLANTE: No, Mr. Chairman.

CHAIRMAN: Okay. Mr. Coon?

MR. COON: I think it is perfectly acceptable, Mr. Chairman.

CHAIRMAN: I'm sorry. I didn't hear you, sir.

MR. COON: I think it is acceptable to us. Thank you.

CHAIRMAN: Mr. MacPhail?

MR. MACPHAIL: No submissions, Mr. Chairman.

CHAIRMAN: This is beginning to sound like an EGNB hearing or something here. Speaking of that, Mr. MacDougall?

MR. MACDOUGALL: No issues, Mr. Chair.

CHAIRMAN: Irving Group?

MR. BOOKER: No issues, Mr. Chairman.

CHAIRMAN: Mr. Roherty, surely you do.

MR. ROHERTY: No issue, Mr. Chairman.

CHAIRMAN: Ms. Milton?

MS. MILTON: No submissions, Mr. Chair.

CHAIRMAN: Mr. Rowinski?

MR. ROWINKSI: No submissions.

CHAIRMAN: Mr. Gorman?

MR. GORMAN: We take no issue with the request for an adjournment. But I would advise the Board that next Monday and Tuesday would be very difficult days for both myself and my client.

So we would ask the Board in granting an adjournment to set it over to a date other than Monday or Tuesday of next week.

CHAIRMAN: Well, we certainly will take into consideration availability of the solicitors and the parties themselves if we in fact do grant an adjournment.

MR. GORMAN: Thank you.

CHAIRMAN: Mr. Peacock?

MR. PEACOCK: No issue.

CHAIRMAN: Mr. Hyslop?

MR. HYSLOP: Thank you, Mr. Chairman. We don't object to the applicant's request for adjournment. But we would like to make a couple of comments, the first being that if they are intending to come back with some type of -- I'm going to use the word proposal or amendment or some type of legal procedure, I would rather not have it announced at the recommencement of the next hearing. I would like at least to have it a couple of days before the Board reconvenes, if it is their intention to make some proposal to change the application in some way. I would like to have that prior to the hearing. I think that would be fair to all Intervenors.

Second, most parties filed on Friday requests or outline of issues, most of which centered around issues relating to evidence or evidentiary requirements.

And without asking for order, I would ask to go on the record as stating if it would be possible to continue

conversations with Board staff, the applicant and other interested Intervenors to try to move that issue forward as to what evidence would be there.

So with those two minor reservations about the future applications or intentions of NB Power being put in writing and the evidence thing, we have no objection to the motion for an adjournment.

CHAIRMAN: Mr. MacNutt, you personally, do you have any objections?

MR. MACNUTT: No, Mr. Chair.

CHAIRMAN: Okay. The Board is going to go out in the hall here for a second.

(Recess)

CHAIRMAN: The Board has just taken a few minutes to consider the matter. And my fellow Commissioners have asked me to reiterate again what I said to Mr. Morrison, is that we find it very disappointing that the applicant had not at least a Plan B that if this Board turned down the request for a deferral account that they didn't know what they were going to be doing then.

We sincerely hope that there is no contemplation on withdrawing the particular application that we are dealing with now. We will grant you an adjournment as you requested.

I want to point out to you, Mr. Hashey, and you, Mr. Morrison, that our process will allow you to file amendments to the existing information that you have presently filed, to update it or combine it into one for this particular fiscal period.

We also see absolutely nothing wrong with you filing supplemental information and asking this Board, after considering the information for the current fiscal period, that further information in reference to your next fiscal period be considered too for perhaps rate changes in that fiscal period.

But our biggest concern is that now we have all gotten together. The parties are ascertained. The addressed parties are ascertained.

We believe that there is a lot that can be accomplished while the personnel were combining information and filing new exhibits on behalf of NB Disco, be it in a generic sense, cost of service rate design, that sort of thing.

And certainly it is this Board's desire to keep on moving.

And Mr. Hyslop, I want to -- from what you requested of the Board, I want to point out that all we are doing today is agreeing and giving the applicant an adjournment. But our process carries on.

And if any of the Intervenors wish to put Information Requests to NB Power, hopefully they will attempt to deal with them in this adjourned time. And they just count as part of the first set of Interrogatories. In other words we don't want this process to grind to a halt either. So I will look at some dates.

And Mr. Gorman, you were -- it's the 6th and 7th of June, that is your problem?

MR. GORMAN: That's correct.

CHAIRMAN: Okay. How about 9 and 10 of June? That's Thursday and Friday of next week. Anybody any difficulties.

MR. MACDOUGALL: I have difficulties with those days, Mr. Chair.

CHAIRMAN: Oh, Mr. MacDougall, you have lots of partners. You do, sir, on both days?

MR. MACDOUGALL: Particular difficulty on the 10th. I could make the 9th, Mr. Chairman.

CHAIRMAN: I'm sorry. I didn't hear you.

MR. MACDOUGALL: I have particular difficulty on the 10th but I could make the 9th, Mr. Chairman.

MR. MORRISON: I have difficulty on the 10th as well, Mr. Chairman.

CHAIRMAN: I will ask the secretary. You have here Ballroom

C only to 4:00 p.m. on the 8th. Does that mean if we actually physically left the room at 4:00 o'clock that would be okay.

MS. LEGERE: That's what I understand.

CHAIRMAN: Okay. How are the parties for the 8th and the 9th? Anybody any problem for the 8th and the 9th, Wednesday and Thursday of next week? Okay. Well when we rise here today, then we will adjourn until 9:30 on the 8th and I will ask you all to save the 9th as well in case we go over to that.

Are there any other matters that we can cover right now that -- you want to get those in, do you, Mr. Hashey? Okay. I haven't turned my mind to them. As a matter of fact I think I left them all out in the break-out room. Have you got some copies there that I can look at and get an exhibit number on them?

MR. HASHEY: There is no exhibit number on them.

CHAIRMAN: No. We will give them an exhibit number.

MR. HASHEY: Maybe I could do them one at a time and so we can have them marked and clear off the table here. The first one is the Technical Audit, Purchased Power Budget, April 2005 - March 2006, of New Brunswick Power Distribution and Customer Service Corporation, prepared by La Capra Associates, dated May 18th, 2005. I should point

out, Mr. Chairman, that this is being updated as well. This is the first report only. There will be another one hopefully that will be with us around or about the time we have the adjourned hearing.

CHAIRMAN: Madam Secretary, do we have tentative numbers for these?

MS. LEGERE: A-5 is the next one.

CHAIRMAN: Okay. All right. That Technical Audit which Mr. Hashey just referred to from La Capra Associates dated May 18 will be A-5. The next exhibit, Mr. Hashey?

MR. HASHEY: Thank you, Mr. Chairman. The next exhibit is what has been requested I believe by a number of people, which is the Load Forecast 2005 to 2015, which was issued in May of 2005.

CHAIRMAN: Okay. Load Forecast 2005 to 2015 will be A-6.
Next document, Mr. Hashey?

MR. HASHEY: The next document, Mr. Chairman, is the final one today. It's the Disco Business Plan and Financial Forecast 2005 2006 to 2007 2008, which was issued on January 17, 2005. That concludes that part of the matter. Those are all of the exhibits we have today, Mr. Chairman.

CHAIRMAN: Thank you. That will be A-7. Any other matters that we can handle this afternoon?

MR. MACDOUGALL: Mr. Chair

CHAIRMAN: Mr. MacDougall?

MR. MACDOUGALL: Yes, Mr. Chair. I just thought -- I'm

sorry, Mr. Chair. There appears to be something going on in my mike. Just to reiterate Mr. Hyslop's comment earlier, it would be useful to parties to know in advance of the 8th I guess what it is we are coming to discuss on the 8th. I don't want to put any pressure on the applicant whatsoever because I understand the situation they are in, but we would like to have some idea maybe about what we are going to do when we come on the 8th. Is there any -- do we have any intention of knowing what we are here to discuss at that time if the matter does proceed?

CHAIRMAN: Mr. Hashey?

MR. HASHEY: I would say, Mr. Chairman, we will do our very, very best to give people advance notice of what our intentions may be and as far as continue to communicate with Mr. Hyslop and the other Intervenors on evidence and this type of thing. We are quite happy to keep that process moving as well. And we have had some movement on that. Mr. Hyslop did send us a list of documents and I am prepared to discuss some of those things with him. No hesitation on our part to continue this process. That's

what we are intending to do.

CHAIRMAN: Okay. Try at least to give a couple of days notice if you can. Any other matters? If not --

MR. MACPHAIL: One issue, Mr. Chairman. Eastern Wind Power made submissions with respect to the draft policy on confidentiality, and I understand that Enbridge also did. And I was just wondering what the Board's plans were with respect to -- there are mike problems. I will blame that on Mr. MacDougall. The submissions were made with respect to the draft policy on confidentiality, and I was wondering what the Board's intentions were with respect to setting that procedure?

CHAIRMAN: Well I think we are going to handle that later, once we find out what is going on.

MR. MACPHAIL: Okay.

CHAIRMAN: Okay. Anything else? We will adjourn --

MR. MACNUTT: Mr. Chairman, just -- you mentioned in your comments to Mr. Hyslop, the Public Intervenor, that in the meantime IRs could be --

CHAIRMAN: Mr. MacNutt, I can't hear you.

MR. MACNUTT: Mr. Chairman, you mentioned in reply to the Public Intervenor, Mr. Hyslop, that in the meantime while awaiting the adjourn dates that we could proceed with IRs.

I wonder if you would just clarify that in light of the

fact that no timetable for submission and response has been identified.

CHAIRMAN: With frankness, the applicant will not have to answer until the date we say, but anybody can put any questions now they want to in the form of an interrogatory.

MR. MACNUTT: And Disco would only be obligated to respond at a date to be set.

CHAIRMAN: Certainly. That's right.

MR. MACNUTT: June 8th or later. Yes. Thank you, Mr. Chairman.

CHAIRMAN: Okay. We will adjourn until Wednesday, the 8th of June, at 9:30 in this room.

(Adjourned)

Certified to be a true transcript of the proceedings of this hearing as recorded by me, to the best of my ability.

Reporter

Appendix B



DECISION

IN THE MATTER OF an application by the NBP
Distribution & Customer Service Corporation (DISCO)
for changes to its Charges, Rates and Tolls –
Confidentiality Issues

July 27, 2005

NEW BRUNSWICK

Board of Commissioners of Public Utilities

INTRODUCTION

At the adjournment of the pre-hearing conference in Fredericton on June 24, 2005 the Board set July 11 and 12, 2005 in Saint John as the dates on which it would continue the pre-hearing conference. The Board said that on those days it would hear the New Brunswick Power Distribution and Customer Service Corporation's (Applicant) motion that certain information and documents requested by the Board and the intervenors be filed with the Board and classified as confidential, hear the intervenors on that motion and render a decision.

Prior to resuming the pre-hearing conference on July 11, 2005 the Board received a letter from David Coles, Esquire, representing the *Canadian Broadcasting Corporation* and the *Telegraph Journal* (Media) requesting he be given the opportunity to address the Board on several matters on July 11, 2005. In his letter Mr. Coles identified the following issues he wished to address:

- (a) a request that the Media be granted full formal intervenor status,
- (b) that the Media be authorized to speak in opposition to any claims for confidentiality,
- (c) that the Media be given advance notice of all future interlocutory proceedings at which the Board intended to hear motions requesting information or documents be classified as confidential, and
- (d) that the Media be permitted to attend all proceedings of the Board and record them by audio and video means and broadcast those recordings subject only to such restrictions respecting publication as may be properly imposed on any person generally and the print media.

At the opening of continuation of the pre-hearing conference on July 11, 2005 in Saint John the Board, with the consent of the Applicant and the intervenors, granted the Media formal intervenor status limited to appearances on motions to have information and documents classed as confidential and to requests to view information or documents at *in camera* hearings.

ISSUES

The Board has determined that it must render decisions on the following matters today:

- 1 The request made by the Applicant that the documents and information described in exhibit A-8 be filed with the Board pursuant to section 133 of the *Electricity Act* and held in confidence.
- 2 The motion by the Media that they and all media be given advance notice of all interlocutory proceedings at which the Board will hear motions requesting information or documents be classified as confidential or that information or documents be viewed only at *in camera* hearings.
- 3 The motion by the Media that they and all media be allowed to record by audio and visual means all proceedings of the Board and to broadcast same.

BACKGROUND

It is the Board's policy whenever possible that all hearings before it be open and transparent. The Board considers an open public hearing to be an extremely important adjunct to its process.

The Board is not limited to only considering evidence that has been presented in the hearing when rendering its decisions. Unlike a court, numerous cases recognize that the Board is a specialized tribunal and may bring to bear the expertise of its members in relation to the industry of the regulated utility when assessing the information brought before it and in rendering its decision.

The Board has authority to exercise its discretion to make orders in respect of confidentiality of information derived from its authority to make its own rules of practice and procedure in the conduct of its hearings. Pursuant to this authority the Board has adopted a Policy on Issues of Confidentiality. That policy document describes the rules by which information, that has protection from public disclosure pursuant to section 133 of the *Electricity Act*, may be placed on the public record or viewed at an *in camera* hearing.

The Board, in the past, has allowed information viewed at an *in camera* hearing to be aggregated, summarized and put on the public record in a manner that the underlying specific information is not disclosed and confidentiality agreements are honored.

In its role as an economic regulator the Board has an obligation in respect of the utility appearing before it. In the New Brunswick Court of Appeal case of *Re New Brunswick Telephone Company Limited*, (1977) 19 N.B.R. (2d) 681 Chief Justice Hughes stated at page 698 in paragraph 36 the following:

"The Board of Commissioners of Public Utilities was established for the purpose of exercising regulatory authority powers over the operations of public utilities in the Province. Without such an

authority presumably the public utility could charge whatever rates the traffic would bear and the public would have no recourse. *While the powers given to the Board are principally given for the purpose of protecting the public interest, the Board is also required to safeguard the financial position of the utility* when a complaint is made to the Board that rates are unreasonable, insufficient or unjustly discriminatory." [emphasis added]

The Board has a dual role when acting as an economic regulator. It must set rates that are just and reasonable to the ratepayers. It must also ensure that rates will allow the utility to earn a rate of return on its investment that will ensure the utility has the financial ability to continue to provide the regulated service.

The *Electricity Act* came into force on October 1, 2004 restructuring NB Power into several entities and creating for the first time a market for wholesale and large retail electricity. The former NB Power was a vertically integrated monopoly. The Applicant in the present case does not generate electricity and is not a vertically integrated monopoly. However, the Applicant, by virtue of the corporate restructuring provisions of the Act remains, as a practical matter, a monopoly for the supply of electricity to customers and is wholly dependent upon New Brunswick Power Generation Corporation (Genco) for its supply of electricity which it sells to its customers.

The Board notes that the Public Intervenor, the Conservation Council of New Brunswick (CCNB) and the Media formally objected to the claim for confidentiality put forth by the Applicant as required by the Board's Policy on Issues of Confidentiality.

- (i) CCNB objected to the Applicant's request in respect of EGNB IE-37 and EGNB IR-39.
- (ii) The Public Intervenor objected to the Applicant's request in respect of all information for which that claim is made by the Applicant in Exhibit A-8 and A-10.
- (iii) The Media have advised that they would object to any information provided by the Applicant being declared confidential.

It should also be noted that there are no orders of the Board that ban the publication of any information obtained during the proceeding to date or which bar access of any person to the proceeding. As well, there are no orders declaring any information provided by the Applicant as confidential.

APPLICABLE LAW

Section 133 of the *Electricity Act* reads as follows:

133 Where information obtained by the Board concerning the costs of a person in relation to operations of the person that are regulated under this Part, or other information that is by its nature confidential, is obtained from such person by the Board in the course of performing its duties under this Act, or is made the subject of an inquiry by any party to any proceeding held

pursuant to the provisions of this Act, such information shall not be published or revealed in such a manner as to be available for the use of any person unless in the opinion of the Board such publication or revelation is necessary in the public interest.

The protection afforded the information filed with the Board occurs, not because of an order of the Board, but due to the information being of the kind described in the section and thereby captured by its provisions.

During the course of the pre-hearing conference on July 11, 2005 the Board was referred to a series of cases which address the exercise of discretionary court orders that limit freedom of expression and freedom of the press in relation to legal proceedings. The Board has reviewed these cases.

The most recent expression of the principles by the Supreme Court of Canada is found in *Toronto Star Newspapers Ltd. v Ontario*, [2005] S.C.J. No. 41, 2005 SCC 41. Justice Fish for the Court summarized the current state of the law in Canada at the opening of the decision at paragraphs 1 to 5 and at paragraphs 7 and 8:

"1 In any constitutional climate, the administration of justice thrives on exposure to light -- and withers under a cloud of secrecy.

2 That lesson of history is enshrined in the *Canadian Charter of Rights and Freedoms*. Section 2(b) of the *Charter* guarantees, in more comprehensive terms, freedom of communication and freedom of expression. These fundamental and closely related freedoms both depend for their vitality on public access to information of public interest. What goes on in the courts ought therefore to be, and manifestly is, of central concern to Canadians.

3 The freedoms I have mentioned, though fundamental, are by no means absolute. Under certain conditions, public access to confidential or sensitive information related to court proceedings will endanger and not protect the integrity of our system of justice. A temporary shield will in some cases suffice; in others, permanent protection is warranted.

4 Competing claims related to court proceedings necessarily involve an exercise in judicial discretion. It is now well established that court proceedings are presumptively "open" in Canada. Public access will be barred only when the appropriate court, in the exercise of its discretion, concludes that disclosure would *subvert the ends of justice or would unduly impair its proper administration*. (emphasis added)

5 This criterion has come to be known as the *Dagenais/Mentuck* test, after the decisions of this Court in which the governing principles were established and refined."

At this point Justice Fish outlined the issues before the Court in the *Toronto Star* case. In paragraph 7 of the decision she states how the Court intends to dispose of the appeal in that case noting that the principles just described would be applied. She continued in paragraph 7 as follows:

"7 ... In my view, the *Dagenais/Mentuck* test applies to *all* discretionary court orders that limit freedom of expression and freedom of the press in relation to legal proceedings. Any other conclusion appears to me inconsistent with an unbroken line of authority in this Court over the past two decades. And it would tend to undermine the open court principle inextricably incorporated into the core values of s.2(b) of the *Charter*.

⁸ The *Dagenais/Mentuck* test, though applicable at every stage of the judicial process, was from the outset meant to be applied in a flexible and contextual manner. ... " (emphasis added)

The line of cases leading to the *Toronto Star* case, for the most part, dealt with the exercise of judicial discretion in the context of criminal law matters or in the context of the exercise of legislated judicial discretion as in the case of *Sierra Club of Canada v. Canada (Minister of Finance)*, [2002] 2 S.C.R. 522. The issue in that case was the effect of an order of confidentiality made by a judge pursuant to Federal Court Rule 151 in respect of an important commercial interest relevant to the proceedings before the Court. The Court stated that, in certain circumstances, giving due consideration to a series of tests and balancing of interests and rights, a confidentiality order may be issued. The other significant aspect of the case is that the *Dagenais/Mentuck* test was applied in a flexible and contextual manner in a civil rather than a criminal matter.

There are some material differences between the *Sierra Club* case and the circumstances in the present matter. In that case the issue was the exercise of a statutory discretion to issue a confidentiality order. In the present situation the Board would be exercising its general authority to establish its own practice and procedure in the context of legislation which provides for the Board approving just and reasonable rates to be charged by the utility. The need for the information by the Board in the present situation is somewhat different than that of the Court in the *Sierra Club* case.

The Board examined the cases to determine if the open court and freedom of expression principles referred to in the *Toronto Star* case would have application to a board or tribunal such as ours. That is a Board, which exercises a quasi-judicial function in the administration of justice as authorized by statute and exercising discretionary powers in respect of its practice and procedure. Upon review of cases including *Travers v Canada (Chief of Defence Staff)*, [1993] 3 F.C. 528 (FC Trial Division), affirmed on appeal to the Federal Court of Appeal, *Canadian Broadcasting Corporation v. Summerside (City)*, [1999] P.E.I.J. No. 3, and *Pacific Press Ltd. v. Canada (Minister of Employment and Immigration)*, [1991] 2 F.C. 327 (FCA) and the tests and principles cited therein the Board is satisfied that this Board is bound by those principles.

The Board considers it appropriate in the present case to apply the *Dagenais/Mentuck* test in a flexible and contextual manner to the legislative, legal and regulatory framework in which the Board finds itself.

REVIEW OF APPLICANT'S REQUESTS

The Board has reviewed the information requests listed in exhibit A-8 and described in exhibit A-10 for which the Applicant has requested that the responses be filed pursuant to section 133 of the *Electricity Act*. The following information requests have been resolved:

- (a) Disco EGNB IR-1, and

- (b) the Power Purchase Agreements respecting New Brunswick Power Nuclear Corporation (Nuclearco) and New Brunswick Power Coleson Cove Corporation (Colesonco).

The Applicant does not have possession of all the information requested in the remaining information requests. A portion of the information that it does not possess is the non utility generator (NUG) contracts which will be referred to as the "NUG Information". The information requested in the remaining information requests, excluding the NUG Information, will be referred to as the "Requested Documents".

ANALYSIS

When any information is filed with the Board, section 133 of the *Electricity Act* will apply to it to the extent it is information described in section 133. Such information is to be held by the Board and not released for the use of any person unless in the opinion of the Board its release is necessary in the public interest. The application of section 133 of the Act to such information occurs by operation of section 133 and not by order or direction of the Board. There is no exercise of discretion by the Board that brings such information within the section. As long as the Board does not make a public interest determination in respect of that information it continues to attract protection from public release provided by the section. Information filed with the Board and provided to participants is on the public record and does not require a public interest determination by the Board to be used by the public.

Upon reviewing filed information which has not been provided to the participants on the public record, the Board may determine that it is necessary in the public interest that such information be released from the protection of section 133 so that it may be put on the public record.

At the Pre-Hearing Conference on July 11 and 12, 2005 the Board heard submissions from the Applicant as to why the Requested Documents should be filed pursuant to section 133 of the *Electricity Act* and declared confidential. The Board also heard from the Applicant why it should not order the NUG Information be filed with the Board.

The Applicant has not filed the Requested Documents or the NUG Information with the Board. The result is that section 133 does not yet apply to the Requested Documents or the NUG Information.

Some confusion arose during those hearing days. Several intervenors requested that the Board not declare the Requested Documents to be classified as confidential and requested the Board direct the Applicant to file them and the NUG Information on the public record. The intervenors provided reasons why they needed the Requested Documents and the NUG Information and made submissions on why they should not be classified "confidential". The Media submitted that the Board would offend the open court and

freedom of expression principles enunciated in the *Toronto Star* case should the Board classify the Requested Documents and NUG Information as confidential.

The Board has expressed on a number of occasions the importance of the Requested Documents and NUG Information for the purpose of setting fair and equitable rates. The Board also considers it important that the intervenors be granted access to the Requested Documents and NUG Information, if and when filed with the Board, so that they may properly test the assertions of the Applicant.

As mentioned, the Board must make a determination if it is necessary in the public interest that the Requested Information and the NUG Information, if and when filed, be made available for public use. Such determination is made following a hearing where submissions are made for and against the Board exercising its public interest discretion to release the information from the protection of section 133 of the Act. The Board considers that hearing to have occurred on July 11 and 12, 2005. The Board has been able to bring to bear its expertise when assessing the import and kind of information that underlies the summary descriptions in exhibit A-8. Section 133 of the Act stipulates that the release of the Requested Documents and NUG Information to the public, if and when filed, must be necessary in the public interest. The Board does not have an open discretion on the matter.

The Board has determined that the public interest is best served by striking a balance between its role as an economic regulator approving just and reasonable rates and its obligation to ensure that the open court and freedom of expression principles enunciated in the *Toronto Star* case are applied. This balance is required because of the particular duties and obligations imposed on the Board by the *Electricity Act* and the Board's obligations to the Applicant utility.

Exhibit A-8 indicates that the Applicant does not have in its possession certain portions of the Information requested. That information is only available from the NB Power group of generation companies or through the cooperation of third parties.

With respect to the NUG Information requested in Disco (PI) IR-17, the Board arranged for each of the parties to the described contracts be given notice that the Board may order that the contracts be filed with the Board in this hearing. On July 11, 2005 the Board heard submissions from counsel for Bayside, St. George, Grandview and Fraser Papers. In addition, counsel for the Applicant made a submission in respect of the Bitor contract. The thrust of their submissions was that the Board did not have jurisdiction to order the production of the contracts and that the information in them is not relevant to the present application. They also declined to provide the contracts voluntarily.

The Board is concerned that should proprietary or commercially sensitive information relating to the generation companies or to the Applicant forming a part of the Requested Documents and NUG Information be put on the public record that they will be placed at a competitive disadvantage in the newly created market. Such disclosure may result in the risk of significant financial harm to those companies, and if this were to happen it would

cause the rates for electricity to rise. The Board is mindful of its obligation in respect of the continued financial stability of the Applicant so that it continues to be capable of providing its monopoly service. At the same time the Board needs access to certain information to properly arrive at just and reasonable rates.

It is critical at this stage to understand that the Applicant does not wish to use the Requested Documents and NUG Information to support its case. If the Board does not direct that the Requested Documents and NUG Information be filed with the Board it would not be available to the Board.

ORDERS

1 Request made by the Applicant that the Information be filed with the Board and held in confidence

The Board orders the Applicant to file the Requested Documents that it has in its possession with the Board in unredacted form. Section 133 of the *Electricity Act* will apply to the portion of that information that the Applicant has requested be protected by section 133 as described in exhibit A-8. In addition, the Board orders the Applicant to file with the Board the Requested Documents on the public record, with the information that the Applicant has requested be protected by section 133 as described in exhibit A-8, redacted.

In reaching its decision the Board has determined, when examining the various rights and interests affected, that the filing of the unredacted Requested Documents will have a salutary effect on the Applicants right to a fair hearing. On the other hand the deleterious effects of filing of the unredacted Requested Documents on the principle of open courts and freedom of expression would be minimal.

The Board finds that it is necessary in the public interest that the unredacted Requested Documents be viewed at an *in camera* hearing. The Board will, in due course, issue an order which complies with its Policy on Issues of Confidentiality setting the time, date and location of an *in camera* hearing for consideration of the unredacted Requested Documents

The Requested Documents and NUG Information represents a very small portion of the information requested in more than 300 information requests. The material, while very important to the Board's deliberations, is very narrow and technical. In ordering the filing of the unredacted Requested Documents, the Board is satisfied that although there is significant public interest in these proceedings, open access to the unredacted Requested Documents during the proceedings would be only slightly impeded by the order granted.

The NUG Information has presented the Board with a particularly difficult problem. The NUG Information is to be found in the files of the NB Power group of generation

companies and generally relate to contracts with third parties. The Board considers the NUG Information to be very important for the purpose of setting fair and equitable rates.

The Board has determined that it does not have jurisdiction to order NUG Information to be filed with the Board and therefor will not make an order in respect of it.

The Board reiterates part of its decision of June 9:

"The Act is also clear that the Board has no jurisdiction over the generation companies. We do believe strongly that if the NB Power group of companies has information that will assist this Board in establishing fair and equitable rates for the customers of Disco, then that information should be made available to this hearing process."

The Board notes that the White Paper on Energy made clear the government's intentions to establish a competitive market for electricity supplied to wholesale and large retail customers. The Legislature's intent is equally clear that such a market should be created and made to operate in New Brunswick. To this end, the legislation directed the separation of NB Power (NBP) into transmission and distribution companies that are fully regulated by this Board, and generation companies that were not to be subject to the rate-based regulatory oversight of this Board.

Prior to its division along functional lines (generation, transmission and distribution and the System Operator), the integrated NBP had contracted for power and energy supplies with certain non-utility generators (NUGs). These contracts, or power purchase agreements (PPAs), forming a part of the NUG Information, are for the supply of energy for sale into the New Brunswick market – a market composed of buyers and sellers. Since the NUGs are clearly the sellers of power and energy, it is evident that the intentions of the Legislature would have been best met by assigning their PPAs to the Applicant, which is the distribution company that is designated in legislation as the standard offer service provider for the market, and the company that must currently buy electricity to satisfy nearly 100% of the in-province load.

In fact, the PPAs were assigned to Genco. This has at least two significant negative implications for electricity users in New Brunswick:

1. It places the contracts beyond the reach of this Board in matters related to rate-making, frustrating the cost allocation and rate design process that is required to satisfy the dual goals of setting just and reasonable rates that are fair and equitable; and
2. It frustrates the growth of a competitive market for wholesale and large retail customers by placing Genco in a position from which it can clearly exercise significant market power, as it is the sole provider of electricity to the Applicant.

The Board also notes that these NUG contracts were made with NBP when it was a fully integrated and regulated utility company. The NUGs therefore had, or should have had, a

reasonable expectation that any contract they made with NBP might be subject to review in a public forum. It is only because NBP was restructured on October 1st of last year, and the contract assigned to what is arguably the wrong successor company, that the Board lacks the authority to compel filing of the contract in this rate-making proceeding.

Finally the Board notes that the contracts in question represent a significant portion of in-province capacity. Two of them relate to natural gas fuelled generators, the only ones in the province. The Applicant had indicated that \$29 million of the requested revenue increase for the 2005/2006 year was due to expected high prices for natural gas.

This Board is of the view that its ability to discharge its duties, both in respect of retail rate review and in market monitoring to foster competition in generation, has been severely compromised by the assignment of the NUG PPA's to Genco rather than the Applicant.

The Board is also of the view that the situation can be best remedied, and the legislative intent of the act best met, by the Minister exercising his discretion through the Order-in-Council process to reassign the NUG PPAs from Genco to the Applicant.

2 Motion re video and audio recording of proceedings:

As noted at the outset of this decision the CBC has requested permission to attend all proceedings of the Board and record them by audio and video means and broadcast those recordings subject only to such restrictions respecting publication as may be properly imposed on any person generally and the print media.

The Board has decided that it is appropriate for all media, including television, to cover the Board's public hearing proceedings and to be able to broadcast recordings from the hearing, be it radio or television. Thus, the general rule now will be that video and audio can be used to record our proceedings. This will always be subject to the Board's being able to limit recording in some cases.

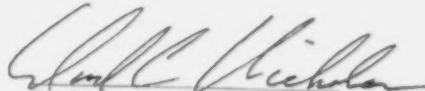
For example, cameras and recording equipment would not be permitted during "in camera" sessions. Another example would be when, during a rate hearing an "informal intervenor day" is held, for members of the general public who want to put their views to the Board, but do not want to participate in the entire hearing process. It is during that day that they are allowed to address the Board. Cameras and recording will be barred for that particular part of the process, however, any member of the general public who wishes to give an interview may do so outside the hearing room. Those who are intimidated by television/radio may feel free that they can address the Board without being subjected to audio or video recording.

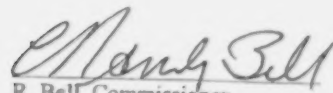
3 Motion re notice:

The Media requested the Board provide advance notice of all future interlocutory proceedings at which the Board intended to hear motions requesting information or documents be classified as confidential. The Board has reviewed Justice Lamer's comments on notice at paragraph 49 of *Dagenais v Canadian Broadcasting Corporation*, [1994] 3 S.C.R. 835. He noted some practical problems and concluded that it really should be left to the discretion of the judge.

The Board considers it appropriate that a procedure for providing notice should be adopted by the Board. The Board also notes the impracticality of suspending the deliberations of the Board should confidentiality issues or an *in camera* hearing request arise on short notice to the Board. The Board will be in contact with the New Brunswick Press Council to hopefully arrange for a site to be established to provide notice similar to what we are told is used in Nova Scotia.

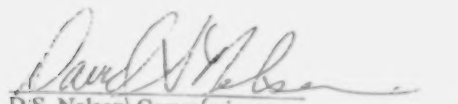
DATED AT THE CITY OF SAINT JOHN, NB THIS 22nd DAY OF JULY 2005.


David C. Nicholson, Chairman


R. Bell, Commissioner


J. Dumont, Commissioner


D. Ferguson Sonier, Commissioner


D.S. Nelson, Commissioner


K.F. Sollows, Commissioner

Appendix C

DISCO RATE APPLICATION
RULING - ROGERS JURISDICTION MOTION
OCTOBER 27, 2005

IN THE MATTER OF AN APPLICATION DATED MARCH 21, 2005 BY NEW BRUNSWICK POWER DISTRIBUTION AND CUSTOMER SERVICE CORPORATION FOR THE APPROVAL OF A CHANGE IN ITS CHARGES, RATES AND TOLLS.

AND IN THE MATTER OF A MOTION BY ROGERS CABLE COMMUNICATIONS INC. REQUESTING THE NEW BRUNSWICK BOARD OF COMMISSIONERS OF PUBLIC UTILITIES TO ESTABLISH A RATE FOR CABLE ATTACHMENTS TO THE ELECTRIC POWER POLES OF NEW BRUNSWICK POWER DISTRIBUTION AND CUSTOMER SERVICE CORPORATION.

Background

The New Brunswick Power Distribution and Customer Service Corporation ("Disco") applied to the New Brunswick Board of Commissioners of Public Utilities ("Board") pursuant to section 101 of the *Electricity Act* ("Act") on March 21, 2005 for approval of a change in its charges, rates and tolls for the test year of 2005-2006 ("Application"). The increase in rates sought in the Application exceed the amounts described in section 99 of the Act.

In a letter to the Board dated May 5, 2005 Rogers Cable Communications Inc. ("Rogers") requested that the Board grant it formal intervenor status in respect of the Application and requested the Board establish a rate for cable attachments to the electric power poles of Disco ("Pole Attachment Rate").

In a letter to the Board dated May 13, 2005 Disco opposed the granting of formal intervenor status to Rogers on the grounds that the Board lacked jurisdiction to establish a Pole Attachment Rate.

During the Pre-Hearing Conference in respect of the Application the Board heard substantial arguments from Disco and Rogers on the matter of granting Rogers status as a formal intervenor. The Board subsequently granted Rogers formal intervenor status and stated that it would, in due course, set a date for consideration of Disco's assertion that the Board lacked jurisdiction to establish the Pole Attachment Rate. That argument occurred on October 6, 2005.

The Board heard from Disco, Rogers, the Municipal Utilities, and the Public Intervenor. Disco and Rogers submitted written briefs in support of their respective submissions that reiterated and expanded on the arguments and submissions made at the Pre-hearing Conference which also addressed the jurisdictional issue.

Relevant to the matters in issue in the present motion is a decision of the Supreme Court of Canada in *Barrie Public Utilities v. Canadian Cable Television Assoc.*, 2003 SCC 28. In that decision the Court determined that the CRTC did not have jurisdiction to provide access to or set rates for telecommunications company use of electric power poles owned by electricity utilities. As a result jurisdiction over such matters is a provincial matter.

Facts relevant to this motion

As a part of the March 21, 2005 Application Disco filed a new schedule of charges, rates and tolls for which it was seeking Board approval. On June 6, 2005 Disco requested and received approval from the Board to amend the Application to seek approval for a new schedule of charges, rates and tolls for the fiscal year 2006-2007 to be filed with the Board on or before October 1, 2005 ("Amended Application"). The revised new rate schedules were filed with the Board on October 1, 2005 ("Schedules"). Disco subsequently filed with the Board, on October 11, 2005, a binder containing evidence in support of its revenue requirements entitled "Evidence - Revenue Requirement, 17 October, 2005, Volume 1 of 1, Board Reference: 2005-002" ("Evidence").

Disco advised the Board in its submission on October 6, 2005 that it and the New Brunswick telephone service provider Aliant had entered into a Joint Use Agreement in the 1990s governing matters related to the use by each of them of the others poles. In addition, Disco advised that in late 1996 the parties entered into a sub-agreement regarding third party use of the poles and advised that Rogers had, pursuant to such sub-agreement, reached agreement with Aliant on the use by Rogers of the Disco and Aliant poles. Finally, Disco advised that it terminated the sub-agreement on third party attachments with Aliant and was now requiring Rogers to negotiate the use of Disco's poles directly with Disco. Both Disco and Rogers agreed that the termination of the third party sub-agreement by Disco was not in issue in this Application or in the present motion. However, it is the termination of the third party sub-agreement and the need for Rogers to negotiate directly with Disco, that prompted Rogers to seek intervenor status in the present Application and to request the Board establish the Pole Attachment Rate. An additional aspect of Rogers request is that it has been unable to negotiate a Pole Attachment Rate satisfactory to it with Disco.

Disco, in response to Board information request number 2 (Exhibit A-12), provided a "Class Cost Allocation Study Review of Distribution Allocations, December 2004". That study states that Disco owns 343,000 poles and Aliant owns 200,000 poles. In its submission Rogers states that 108,904 of the Disco poles are in issue between Disco and Rogers.

Disco's primary revenue source is the charges, rates and tolls it imposes for sale of electricity to retail customers, large industrial customers and distribution electric utilities. In addition Disco receives revenues from other sources.

In the direct evidence of Lorrie Clark, at page 9 of the Evidence, Table 5E is provided. It is entitled "NB Power Distribution and Customer Service Corp. Forecast Miscellaneous

Revenue, Fiscal Year Ending March 31 [2006-2007]" ("Miscellaneous Revenues"). Table 5E provides a list of six miscellaneous revenue items, their dollar value and is followed by an explanation of each item. Included in the list is an item referred to as "Other". That item covers revenues from: (1) miscellaneous third party arrangements, (2) tree trimming services, (3) gain on the sale of fixed assets, and (4) "services provided under a Joint Use Agreement with a telecommunication utility".

The Schedules were filed as a part of the Amended Application and appear in the Evidence as Attachment 2A. RSP N-23 is found at page 23 and, under the heading "Rental Facility Rate Schedule", rates are provided for: (1) Water Heaters, (2) Area Lighting, (3) Street lighting and (4) Pole. The pole category is described as: "That category of Customers renting poles from NB Power." ("R F Rate Schedule").

Disco holds a license issued by the Board pursuant to Part V, Division A of the Act authorizing it to conduct activities described in paragraph 86(c) thereof.

Issues

The Board considers there are three substantial areas that it should address in determining its jurisdiction in this matter:

- (1) The interpretation that is to be placed on section 97 of the Act in respect of the use of the term "services" as used in that section.
- (2) The inclusion by Disco in its Amended Application a request for approval, in its Schedules, of a rate relating to pole rentals.
- (3) As Disco is licensed by the Board pursuant to Part V, Division A of the Act, it may be in the public interest that the Board amend Disco's license to add a condition requiring Disco to provide Rogers with access to electric power poles and that the Board approve rates to be charged for such access.

(1) Interpretation of section 97 of the Act

The provisions of the Act relevant to the submissions of Disco and Rogers in respect of the interpretation to be placed on section 97 of the Act read as follows:

Definitions

1 In this Act

"distribution system" means a system for distributing electricity to consumers at voltages of less than 69 kilovolts, and includes any structures, equipment or other things used for that purpose;

"standard service" means the electricity service provided by the standard service supplier to a distribution electric utility or industrial customer directly connected to the SO-controlled grid at the charges, rates, tolls and tariffs authorized under Part V;

Subsidiaries of Corporation

4(1) The Lieutenant-Governor in Council may cause the Corporation to incorporate the following subsidiaries of the Corporation under the *Business Corporations Act*:

- (d) a corporation under the name New Brunswick Power Distribution and Customer Service Corporation, whose purposes include, in addition to any other purposes, owning and operating distribution systems and providing customer services in relation to the provision of electricity through those systems.

Part V, Division B, DISTRIBUTION SERVICES

Application

97 This Division applies to the Distribution Corporation in respect of the services provided by it to customers through its distribution system and in respect of electricity provided to distribution electric utilities and industrial customers in its capacity as standard service supplier, but does not apply in respect of electricity supplied under paragraph 77(3)(b).

Application for change in charges, rates and tolls

101(1) If a change in the charges, rates or tolls for its services would exceed the amount authorized under section 99, the Distribution Corporation shall make an application to the Board for approval of the change, and shall not make any change until it receives the Board's approval.

101(3) The Board shall, when considering an application under this section, base its order or decision respecting the charges, rates and tolls to be charged by the Distribution Corporation on all of the projected revenue requirements for the provision of the services referred to in section 97.

101(5) The Board at the conclusion of the hearing shall

- (a) approve the charges, rates and tolls, if satisfied that they are just and reasonable or, if not so satisfied, fix such other charges, rates or tolls as it finds to be just and reasonable, and

Collection of charges, rates and tolls

102(1) The Distribution Corporation shall not charge, demand, collect or receive a greater or less compensation for any service that is prescribed in the schedules than are at the time established, or demand, collect or receive any charges, rates or tolls not specified in such schedules

The terms "services", "customers" and "electricity" are not defined. In Part V, Division B no mention is made of "tariff" as is found in Division C, Transmission and Ancillary Services in sections 107, 108, 110 and 111 of the Act.

Disco's submission is that the Board is a creature of statute and absent express authority in the Act cloaking the Board with jurisdiction to deal with the Pole Attachment Rate, the Board does not have jurisdiction. Disco says that there is no provision in the Act providing that jurisdiction to the Board.

In support of its position Disco says that Part V, Division B of the Act governs the Amended Application and that Division of the Act is the sole authority for the Board to approve the charges, rates and tolls sought by Disco. Disco says the words of a statute must be interpreted in their grammatical and ordinary sense as stated by E.A. Driedger in

his text *Construction of Statutes*, (2nd Edition, 1983) at page 87. When applying those rules of statutory interpretation, the word "services" as used in section 97 must apply solely to electricity services. That is the only interpretation that can be placed on the term "services" when the term is interpreted in the context of the entire Act.

Disco says the critical portion of section 97 is the phrase "in respect of the services provided by it to customers through its distribution system". To analyze that phrase Disco says you must look at the definition of "distribution system". That definition describes such a system as one that is for "distributing electricity to customers". Disco also says that the definition of "consumer" supports its interpretation as it speaks in terms of consumption of "electricity that the person did not generate".

Based on this analysis Disco says section 97 must be read to say:

This Division applies to the Distribution Corporation in respect of the services provided by it to customers through its system for distributing electricity to a person who uses, for the person's own consumption, electricity that the person did not generate ... and includes any structures, equipment or other thing used for the purpose of distributing electricity.

Finally, Disco says that when section 97 is read in that manner that Division B limits the Board to approving rates for the distribution of electricity only. As Rogers proposes to use the poles for the purposes of distribution of cable services and as cable services do not fall within section 97 the Board has no jurisdiction to set a Pole Attachment Rate. That is, a Pole Attachment Rate is not an electricity service rate and therefore the Board lacks jurisdiction to set such a rate.

Rogers submits that the Supreme Court of Canada has affirmed "...that words contained in a statute are to be given their ordinary meaning. Other principles of statutory interpretation only come into play where the words sought to be defined are ambiguous." Rogers cites *R v. McCraw*, [1991] 3 S.C.R. 72, 128 N.R. 299 at para. 18 for that statement and relies on the *Barrie* Case (*supra*) in support of this contention.

It submits that the word "services" as used in section 97 includes all services provided by Disco pursuant to the Act and not just the provision of electricity services. Rogers notes that the services to be provided by Disco pursuant to section 97 are to be provided pursuant to its "distribution system". It then refers to the definition of "distribution system". That definition says that a system for distributing electricity includes "structures, equipment or other things used for that purpose". Rogers says electric power poles are clearly and unambiguously a part of the Disco distribution system referred to in section 97 and are an integral part of Disco's provision of the services addressed in that section.

In turn, Rogers says that the provision by Disco of space on its poles to a cable company is a service provided by Disco to customers through its distribution system. Finally, that there is nothing in the Act which suggests that the plain and ordinary meaning of section

97 should be read down to exclude the provision by Disco of space on its poles to cable companies. Accordingly, the Board has jurisdiction to set the Pole Attachment Rate.

The New Brunswick Court of Appeal in the case of *Charlebois v. the City of Saint John*, 2004 NBCA 49 (CanLii) (on appeal to the Supreme Court of Canada) addressed the current state of the law in New Brunswick with respect interpretation of statutes. The issue in that case was the interpretation to be placed on the word "institutions" as used in sections 1 and 22 of New Brunswick *Official Languages Act*. While dealing with the application of that Act to pleadings and evidence in court proceedings the case did not involve a Charter challenge. The specific question involved a determination of whether the term "institution" in those sections included a municipality. The Court concluded it did not. While the Supreme Court of Canada may disagree with the Court of Appeal's interpretation of the legislative provisions the following from paragraphs [17] and [18] and paragraph [43] of the *Charlebois* decision will remain as the expression of the current state of the law in New Brunswick with respect to interpretation of statutes:

A: Principles of Statutory Interpretation:

...

[17] The case law on statutory interpretation indicates that the Supreme Court of Canada has repeatedly articulated general principles for judicial guidance in the interpretation of legislation. In short, the Supreme Court has long adopted the modern approach to statutory interpretation and completely abandoned the literal approach which was often limited to considering the wording of a statute in its ordinary sense. In contrast, the modern approach to statutory interpretation involves a purposive analysis both of the impugned provision and the statute itself, the history of the specific provision, the overall scheme of the act and, finally, the intention of the Legislature both in enacting the specific provision and the act as a whole.

[18] The articulation of this method of statutory interpretation which has been cited by the Supreme Court as the preferred approach in these recent decisions is that stated by E.A. Driedger in his work entitled *Construction of Statutes* (2nd ed. 1983), at page 87:

Today, there is only one principle or approach, namely, the words of an Act are to be read in their entire context and in their grammatical and ordinary sense harmoniously with the scheme of the Act, the object of the Act, and the intention of Parliament.

and

[43] The principle of internal statutory coherence is clearly established and recognized in Canadian jurisprudence. Briefly stated, according to this principle of interpretation, there is a presumption that a statute is coherent and that it is to be construed, if at all possible, in such a way that there may be no incoherence or inconsistency between its provisions or portions. In *Driedger on the Construction of Statutes* (3rd ed. 1994), at page 176, Professor R. Sullivan expressed the presumption of coherence in the following terms:

It is presumed that the provisions of legislation are meant to work together, both logically and teleologically, as parts of a functioning whole. The parts are presumed to fit together logically to form a rational, internally consistent framework. [...] The presumption of coherence is virtually irrebuttable.

The Board has approached the interpretation of section 97 of the Act from a slightly different perspective than that used by Disco and Rogers in light of these rules of statutory interpretation as expressed by the New Brunswick Court of Appeal.

Subsection 102(1) of the Act states that Disco is not entitled to collect or receive greater or lesser compensation "for any service" than that which is prescribed in an approved rate schedule. Subsection 101(5) authorizes the Board to approve the applied for charges, rates and tolls if it finds that they are just and reasonable. If the Board does not find the applied for charges, rates and tolls to be reasonable it may set those it considers to be just and reasonable.

The Board is directed by subsection 101(3) of the Act to base its order under subsection 101(5) on "... all of the projected revenue requirements for the provision of the services referred to in section 97."

Paragraph 4(1)(d) of the Act states, *inter alia*, that Disco is to be incorporated for purposes "... which include, in addition to any other purposes, owning and operating distribution systems and providing customer services in relation to the provision of electricity through those systems".

If the provisions of section 97 are to be read as limited to the provision of electricity services only there will be a lack of coherence and an inconsistency between paragraph 4(1)(d), section 97, and subsections 101(3), 101(5) and 102(1). That is, when the provisions of section 97 are examined in light of all the provisions of the Act the term "services" as used in section 97 must be interpreted as applying to more than simply the supply of electricity. If otherwise, Disco should not charge and receive revenues for the services described in Miscellaneous Revenues. Subsection 102(1) limits Disco to receiving compensation only for those services identified in an approved rate schedule. Unless Miscellaneous Revenues are included in charges, rates and tolls for which approval is sought the Board would not be taking into account all the projected revenue requirements for the provision of section 97 services contrary to subsection 101(3). If the Board were to ignore such revenues it would result in the Board approving charges, rates and tolls which are not just and reasonable contrary to the requirements of subsection 101(5).

Accordingly, the Board considers that section 97 includes authority for the Board to establish the Pole Attachment Rate.

(2) Inclusion in the rate schedules for which approval is sought
of a "Rental Facility Rate Schedule"

Disco was incorporated pursuant to the *Business Corporations Act* of New Brunswick and as such has, as provided in that statute, all the powers of an ordinary corporation and person. Paragraph 4(1)(d) of the *Electricity Act*, as just described, identifies several purposes for the incorporation of Disco. Section 76 of the Act designates Disco as the exclusive standard service supplier for the Province. Section 77 requires the standard service supplier to provide standard service to all distribution electric utilities and

industrial customers. However, those provisions do not limit Disco's business to those activities.

If Disco, as an ordinary business corporation, engaged in business, charged for services and received revenue in respect of activities not covered in the Schedules for which approval is sought, it could maintain that such activities would not be subject to Board review pursuant to the Amended Application because they would not fall within section 97 of the Act.

As described above Disco objects to Rogers' request that the Board establish a Pole Attachment Rate on the ground that it is not based on the provision of "electricity services" as required by section 97 of the Act. Notwithstanding that objection, Disco has elected to include in the Evidence the Miscellaneous Revenues. A review of the revenue sources described in Miscellaneous Revenues indicates that not all are directly related to the provision of "electricity services" and relate more to corporate operations and other business arrangements. Included under "Other" is a revenue item described as: "services provided under a Joint Use Agreement with a telecommunications utility". That is, rental fees, not the provision of electricity services.

In addition, Disco has, in the Schedules forming a part of the Evidence (page 23 of Attachment 2A) included the RF Rate Schedule as described above. Included is a rate for pole rentals. The Schedules describe the rates for which Disco seeks the Board's approval in the Amended Application.

The Board notes the pole rental rate category in the RF Rates Schedule provides for the rental of whole poles. It considers it to be unduly restrictive to suggest that this category must be limited to the rental of whole poles and not to the rental of a portions of a poles. Accordingly, the Board considers that this category includes rental of a portion of a pole.

The Board has reached the conclusion that Disco's claim that the Board lacks jurisdiction to set the Pole Attachment Rate is in direct conflict with its request that the Board approve a rate included in the Schedules for pole rental and the inclusion in its requested revenues those received from Aliant pursuant to their joint pole use agreement.

The Board has determined that Disco has, for all practical purposes, applied to the Board for approval of a rate of the very kind that it objects to the Board setting. Based on this inconsistency the Board finds that Disco's submission that the Board does not have jurisdiction to set the Pole Attachment Rate fails. Accordingly, the Board considers Disco to have included in its rates for which Board approval is requested a rate for services which is broad enough to include the Pole Attachment Rate.

Based on the analysis of the forgoing two issues the Board concludes that it has jurisdiction to establish a Pole Attachment Rate and directs Disco to forthwith file additional evidence as to what it believes to be the appropriate rate.

Because of the conclusion reached on the first two issues it is not necessary for the Board to address the third issue. However, the Board did invite Disco and Rogers to address the third issue as a part of their submissions. The Board therefor believes it appropriate at this time to include its analysis of that issue.

(3) Amendment of Disco's license to add a condition to provide access to its poles by cable companies and to set rates for such access.

As mentioned the Board expressly requested Disco and Rogers to comment on the idea that the Board might act pursuant to its licensing authority in Part V, Division A of the Act to find jurisdiction to set the Pole Attachment Rate.

The relevant portions of the Act in respect of the Board's powers of licensing are as follows:

Prohibitions

86 No person shall, unless licensed to do so under this Division,

- (c) provide or convey, or cause to be provided or conveyed, electricity or ancillary services into, through or out of the SO-controlled grid, or

Application for licence

89(1) A person may apply to the Board for the issuance, amendment or renewal of a licence authorizing one or more of the activities referred to in section 86 and may specify such application, and shall, with the application, pay such fee as is determined by the Board under subsection (2).

Conditions of licence

90(1) The Board, when issuing, amending or renewing a licence, may specify the conditions under which a person may engage in an activity described in section 86 and may specify such other conditions as the Board considers appropriate, having regard to the purposes of this Act.

90(2) Without limiting the generality of subsection (1), a licence may contain conditions to address the abuse or potential abuse of market power.

Amendment of licence

91 The Board may, on the application of any person or on its own initiative, amend a licence if it considers the amendment

- (a) to be in the public interest, having regard to the purposes of this Act, or
- (b) necessary to address abuse or potential abuse of market power.

Disco, in its response to the Board's request for comments argued that the licensing provisions of the *Electricity Act* deal exclusively with transmission matters. The Board would be exceeding its jurisdiction to invoke the licensing provisions of the Act to take jurisdiction over electric pole attachments and rates absent express authority elsewhere in the Act to do so. It said, contra to the suggestion made by Rogers, there is no public interest issue with respect to pole attachments. It says it is not exercising any market

power or monopoly power in respect of pole attachments or pole rates. Disco further says that it is not abusing the "market" for electricity or exercising monopoly power in respect of the "market" for electricity. Finally, Disco says that the provision of cable television ("CCTV") services is not an essential service.

Rogers said that Disco controls sufficient electric power poles in New Brunswick that it is exercising monopoly power in respect of access to them. Access to electricity power poles by CCTV is essential. It is in the public interest that every enterprise who wishes to provide services to the public which logically require access to electricity poles and telephone poles not have to obtain easements and erect its own poles when there are readily available poles to which the services can be attached with no technical interference with or harm to the owner of the poles. It is in the public interest to avoid the proliferation of poles. Accordingly Rogers suggested the Board could find authority in its licensing powers to address the Pole Attachment Rate.

The Board notes that the New Brunswick *Electricity Act* is patterned on and to some degree drawn from the *Ontario Energy Board Act*, 1998, S.O. 1998, c.15, (Schedule B) ("OEB Act"). The Board is aware that there is no express provision in the OEB Act cloaking the OEB with jurisdiction to deal with pole attachment issues. The Board has determined that the OEB dealt with virtually the same issue, as is raised in the present matter, in an Order and Decision dated March 7, 2005 (RP-2003-0249). That decision was rendered in respect of an application made pursuant to section 74 of the OEB Act by the Canadian Cable Television Association ("CCTA") for an order to amend the licenses of electricity distributors to provide its members with access to electric poles and establish a rate therefor ("OEB Pole Decision").

The Board has reviewed the OEB Pole Decision and finds the reasoning of the OEB on all fours with the Board's appreciation of the situation in New Brunswick.

As noted above Disco is licensed by the Board pursuant to Part V, Division A of the Act. Section 90 of the Act provides the Board with authority to impose conditions on a license the Board considers appropriate having regard to the purposes of the Act and to address abuse of or potential abuse of market power. Section 91 provides the Board with authority to act to amend a license on its own initiative if it considers it in the public interest to do so having regard to the purposes of the Act or if it considers it necessary to address abuse or potential abuse of market power.

It is clear that one of the overall purposes of the Act is to ensure the provision of electricity to residents of New Brunswick in a safe, reliable and economic manner. It is essential to these objectives that Disco utilize electric power poles. However, it would be uneconomic and wasteful if all utilities and persons seeking to provide services in New Brunswick were required to acquire their own easements and poles in areas already served by electric power poles. It would be appropriate to allow access to electric power poles to provide services provided it can be done without interference with the distribution system. In New Brunswick Disco and Aliant own virtually all the poles in the Disco operating area and they have a joint use agreement with respect to poles. The Disco

power poles are an essential service provided by Disco in delivering services pursuant to the Act. It is not in the public interest that there be a proliferation of poles. The arrangement between Disco and Aliant to share poles for attachment of their respective services is to be encouraged as being prudent and economical. The exclusion of Rogers from equivalent access to Disco's electric power poles is not in keeping with the provisions of the Act or in the public interest.

The Board could amend Disco's license by attaching a new condition. This condition would provide that all cable television companies that operate in the Province shall have access to the poles of Disco at rates to be set by the Board. However, in the present instance it is not necessary to do so because of the findings on the first two issues.

Oral Ruling
October 27, 2005 Transcript

Appendix D



RULING

IN THE MATTER of an Application Dated March 21, 2005 by the New Brunswick Power Distribution and Customer Service Corporation for the Approval of a Change in its Charges, Rates and Tolls for Cost Allocation, Rate Design and Load Forecast

December 21, 2005

New Brunswick

Board of Commissioners of Public Utilities

The New Brunswick
Board of Commissioners of Public Utilities

IN THE MATTER of an Application dated March 21, 2005 by the New Brunswick
Power Distribution and Customer Service Corporation for the Approval of a Change in
its Charges, Rates and Tolls.

Board:

David C. Nicholson, Chairman
David S. Nelson, Vice Chairman
C. Randall Bell, Commissioner
Patricia LeBlanc-Bird, Commissioner
Jacques A. Dumont, Commissioner
Kenneth F. Sollows, Commissioner
Diana Ferguson Sonier, Commissioner
H. Brian Tingley, Commissioner

Lorraine R. Legere, Secretary to the Board
M. Douglas Goss, Senior Advisor
John Lawton, Advisor
Peter A. MacNutt, Board Counsel
John Murphy, Consultant
Arthur W. Adelberg, Consultant
Steven S. Garwood, Consultant

Applicant:

New Brunswick Power Distribution &
Customer Service Corporation

Rock Marois, Vice President
Lori Clark, Business Director
Neil Larlee, NBP Holding Corporation
David Hashey, Q.C., Solicitor
Terry Morrison, Q.C., Solicitor
Malcolm R. Ketchum, Consultant

Formal Intervenors:

Canadian Manufacturers & Exporters	David Plante
Conservation Council of New Brunswick	David Coon
Canadian Broadcasting Corporation	
Eastern Wind Power Inc.	Paul Woodhouse Peter MacPhail, Solicitor
Enbridge Gas New Brunswick Inc.	Shelley Black, Manager Regulatory Affairs Ruth York, Regulatory Analyst David MacDougall, Solicitor Dr. Alan Rosenberg, Consultant
Irving Paper Limited	William Dever Andrew Booker
Irving Pulp & Paper Limited	Kevin McCarthy Mark Mosher
J.D. Irving Limited	Wayne Wolfe Thomas Storing
Jolly Farmer Products	Jonathan English
New Brunswick Municipal Electric Utility Association	Richard Burpee, Saint John Energy Eric Marr, Saint John Energy Dana Young, Saint John Energy Charles Martin, Energie Edmundston Dan Dionne, Perth-Andover Electric Light Raymond Gorman, Q.C., Solicitor Paula Zarnett, Consultant
Rogers Cable Communications Inc.	Christianne Vaillancourt Leslie Milton, Solicitor John Armstrong
Self Represented Individuals	Jan Rowinski Eric Allaby Chris Baker Erik Denis Shawn Graham Stuart Jamieson Roly MacIntyre

Telegraph Journal

Vibrant Communities

Tom Gribbons
Kurt Peacock

Public Intervenor:

Peter Hyslop

Carolanne Power
Robert O'Rourke, Consultant
Robert D. Knecht, Consultant
Donald Barnett, Consultant

Informal Intervenor:

Agriculture Producer's Association of
New Brunswick

Jonathan English

Canadian Council of Grocery Distributors

Jeanne Cruikshank

City of Miramichi

John McKay

Energy Probe Research Foundation

Thomas Adams
David MacIntosh

Falconbridge Limited

Jean-Guy Paulin
Ted Shannon

Flakeboard Company Limited

Barry Gallant

New Brunswick Power Generation Corp.

Rick McGivney

New Brunswick System Operator

William Marshall
Kevin Roherty

Potash Company of Saskatchewan

George Bollman

Terry Thomas Consulting

Terry Thomas

UPM-Kymmene Miramichi Inc.

Juha-Pekka Jutti

The New Brunswick Power Distribution and Customer Service Corporation (Disco) filed an application with the New Brunswick Board of Commissioners of Public Utilities (the Board), dated March 21, 2005, for approval of a change in its charges, rates and tolls. Section 101 of the Electricity Act (the Act) requires Disco to apply to the Board for approval of changes in its charges, rates and tolls where such changes exceed the amount authorized under Section 99 of the Act.

Disco requested the Board to hear the application in two phases described as follows:

Phase One: Requested the Board to make an order that would allow it to recover, at a later date and in a manner determined by the Board, the amount by which its fuel costs, encompassed in its purchased power costs as of April 1, 2005, exceeded the amount recovered through its charges, rates and tolls as currently filed. Additionally, it requested approval of a variable fuel surcharge.

Phase Two: Requested approval of its revenue requirement, cost allocation and rate alignment proposals and its proposed rates, charges and tolls as filed with the application.

The Pre-hearing Conference began on May 17, 2005. Parties presented their requests for intervenor status and language preference for the hearing. Disco stated that it believed the Board must decide on the phasing proposal and the hearing process before establishing a schedule for the hearing.

Various parties presented oral arguments concerning Disco's request for approval of a fuel variance account (deferral account) and a variable fuel surcharge. The Board requested the intervenors to submit written briefs in support of their arguments by May 24, 2005 with Disco to submit rebuttal comments by May 26, 2005. As well, the Board heard arguments from Disco, the New Brunswick Municipal Electrical Utility Association (the Municipals) and Rogers Cable Communications Inc. (Rogers) with respect to the Board's authority, if any, to set rates for pole attachments by third parties.

The Pre-hearing Conference reconvened on May 30, 2005. The Board issued its ruling with respect to Disco's requested use of a fuel variance account. The ruling stated that to allow the use of a fuel variance (deferral) account to recover costs incurred prior to the effective date of the Board's final decision would be tantamount to the approval of interim rates. The Board's opinion was that it did not have authority under the Act to approve interim rates and would not approve such use of a deferral account. Disco requested an adjournment of the conference that was granted until June 8, 2005.

On June 6, 2005, Disco sent a notice to the Board advising that pursuant to Section 99 of the Act, it would be increasing its rates by 3 percent effective July 7, 2005. The increase replaced Disco's request for a change in its rates in the current application for the 2005/06 fiscal period.

Disco sent a second letter dated June 6, 2005, advising all parties that it was filing an amendment to its application. The amendment requested changes to Disco's charges, rates and tolls for its fiscal period 2006/07.

On June 8, 2005, Disco proposed proceeding with interrogatories on the cost allocation and rate design (CARD) segment of its application immediately. Evidence for the revenue requirement for 2006/07 would be filed in October 2005. The Board accepted Disco's proposal.

Board staff retained Energy Advisors, LLC (Energy Advisors) and Mr. John Murphy to assist with the review of Disco's CARD evidence. Energy Advisors were also retained to prepare and file independent evidence for the CARD segment of the application.

There had been considerable debate among the parties concerning the interpretation of Section 156 of the Act. That section states that for Disco's first hearing under the Act, assets transferred to or acquired by it on or before April 1, 2003 were deemed to have been prudently acquired and useful. Section 156 also states that any expenditures arising out of the power purchase agreements (PPAs), entered into on or before the proclamation of that section are deemed to be necessary for the provision of the service.

Parties stated their arguments concerning their interpretation of Section 156 at the hearing on June 8, 2005. Disco argued it was a separate legal entity and that the asset transfers and PPAs were determined by Government, were public policy decisions and not subject

to review by the Board. Additionally, the Board must accept the asset transfers and costs and that any underlying information and documentation was not relevant to the current application and should not be considered. Eastern Wind Power agreed with the applicant's position.

The Conservation Council of New Brunswick (CCNB) argued that the monopoly situation that occurred before the electricity market opened persisted for the distribution company in terms of where it could acquire its electricity at that moment. Therefore the PPAs should be "fair game" for this hearing as parties were not in fact dealing with two separate corporate entities (Genco and Disco), but dealing with functional entities within NB Holding Company. CCNB and the Public Intervenor noted that the PPAs were signed by the same individual acting on behalf of different companies.

EGNB argued that Disco was entitled to recover costs that were prudently incurred. However, Section 156 did not preclude the Board from obtaining underlying information and documentation for purposes other than reviewing the prudence of the costs.

Mr. Denis, representing himself, argued that the supporting documents were relevant. He stated that it was for the Board to determine the relevance of those documents that have consequences and effects on rates and on fuel costs.

The Municipals argued that the Board should consider any and all documents and their relevance. Also that Section 156 included no restriction on access to documents.

The Public Intervenor argued that costs arising from the PPAs likely represented 75% of Disco's total costs. He stated that parties should know what are the costs in the PPAs and how they affect Disco. He questioned how the Board could determine if Disco's rates were fair and reasonable without access to the underlying costs and rates of return.

The Board ruled on June 9, 2005 that the total costs represented by the PPAs must be accepted as a necessary component of Disco's revenue requirement. In meeting its objective to set fair and equitable rates, the Board must ensure fairness in the allocation of all costs between customer classes and ensure that rates reflect the true economic costs of power on a go-forward basis. The Board noted that Disco relied heavily on its revenue to cost ratios for the customer classes to support its proposed rate changes. It concluded that the evidence that supported the ratios must be tested in the most thorough fashion to ensure that fair and equitable rates are set. The Board stated its belief that if the NB Power Group of Companies had information that would assist in setting rates then that information should be made available to this hearing process.

The Board also ruled that Section 156 did not include any confidentiality provision for information covered by that section. It directed Disco to provide answers to the information requests on the costs that underlie the PPAs and any documents or information that the Board considered relevant for the purpose of setting just and reasonable rates.

A Motions Day was held on June 24, 2005 regarding interrogatories for the CARD segment of the application. Disco objected to responding to two interrogatories and requested approval to file responses to a number of other interrogatories on a confidential basis. It also maintained that some interrogatories concerned the revenue requirement segment of its application and that it would respond to those interrogatories during that stage of the hearing process.

The Public Intervenor's interrogatory Disco (PI) IR-17, had requested that Disco provide copies of third party power purchase contracts. The contract between the New Brunswick Power Generation Corporation (Genco) and the Department of Natural Resources was provided. Fraser Inc., Grandview Avenue Cogeneration Corporation, St. George Pulp and Paper and Bayside Power (the NUGs) objected to filing their contracts. The Public Intervenor stated that the contracts represented approximately 16.5 percent of the generating capacity covered by the Coleson Cove PPA and should be subject to a public review.

Disco objected to providing the contracts, argued that it was not a party to those contracts and that the NUGs were not a party to Disco's application. Furthermore, it argued that the costs of those contracts were reflected in the PPA pricing to Disco and had to be accepted as prudently incurred.

Enbridge Gas New Brunswick Inc.'s (EGNB) interrogatory Disco (EGNB) IR-39 requested Disco to provide information on total generation and total fuel costs by type for

the fiscal year ending on March 31, 2005. Disco objected to providing the information. The Board deferred ruling on the objection until the hearing day set for Disco's claim for confidentiality on some of the information included in the interrogatory responses.

Also at Motions Day, the Board set a schedule for the CARD hearing. It allowed for three rounds of interrogatories to the applicant and their responses, filing of intervenor evidence and a round of interrogatories on that evidence, a hearing day on confidential filings and an additional motions day. The CARD segment of the hearing was set to commence on September 26, 2005 and the Revenue Requirement segment set for January 16, 2006. The NUGs were notified of the Confidentiality Hearing Day to provide them an opportunity to attend the hearing if they so desired.

The Confidentiality Hearing was held on July 11, 2005. The Canadian Broadcasting Corporation and the Telegraph Journal (the Media) petitioned the Board for full formal intervenor status in the proceeding for use when the Board dealt with matters of confidentiality. As well, the Media requested that it be given advance notice of all future interlocutory proceedings to hear motions requesting matters of confidentiality and that they be allowed to attend, record and broadcast all proceedings.

The Media was interested in whether the Board should receive any material in confidence. If it did so, on what basis and if the Board should have in-camera hearings. The Board granted the Media formal intervenor status limited to appearances on motions regarding confidentiality and to view information at in-camera hearings.

At the Confidentiality Hearing, Genco, the NUGs and the intervenors presented their arguments regarding the third party contracts and the PPAs. Genco provided some information on its fuel purchasing practices and its exposure to gas price variances in the NUGs' contracts. The NUGs noted that the Board did not regulate Genco and had no authority to order the disclosure of the third party contracts. They also addressed the confidentiality of information contained in their contracts.

The Hearing continued on matters concerning confidentiality on July 12, 2005. Parties continued with their arguments on the application of Sections 133 and 128 of the Act.

At the continuation of the Pre-hearing Conference on July 27, 2005, the Board ruled on a number of issues. Disco was ordered to file information with the Board in unredacted form and to file specific redacted information on the public record. It also ruled that it did not have jurisdiction to order the NUGs' contracts to be filed in the current application.

Additionally, the Board ruled that it was appropriate for all media, including television, to cover the Board's public hearing proceedings and to be able to broadcast recordings from the proceedings. It ruled that it considered it appropriate to assist in providing a procedure to give notice to the media of upcoming hearings to consider requests for confidentiality.

A second Motions Day was held on August 25, 2005. The applicant requested approval to file responses to certain information requests in confidence. The Board approved the

request. A hearing day was scheduled for September 19, 2005 at which time parties could argue for and against the confidential nature of the Disco's responses.

The Board ruled on August 25, 2005 that it would only consider the load forecast information specific to the test year, 2006/07, in the current application. With the agreement of Disco, it stated that it intended to hold separate generic hearings on Disco's 10-year load forecast and its customer service policies following the decision in the current rate application. This ruling was made in order to attempt to have the rate decision completed in time to have the approved rates in place on April 1, 2006.

At the continuation of the Hearing on September 19, 2005, the Board ruled on Disco's confidentiality request for some information included in its responses to information requests. It set October 6, 2005 to hear arguments with respect to its jurisdiction to set rates for pole attachments by third parties (Rogers). This concluded the Pre-Hearing Conference.

For the CARD segment of the application, the following schedule was set for cross-examination of the various panels that had submitted evidence on behalf of the parties.

September 26, 27, 28 & October 3, 4, 5 & 6, 2005	Disco Panel	Mr. Marois, Mr. Larlee & Mr. Ketchum
October 26 & 27, 2005	EGNB Panel	Dr. Rosenberg

October 31 & November 1, 2005	Public Intervenor Panel	Mr. Knecht
November 2 & 3, 2005	Board Panel	Mr. Adelberg & Mr. Garwood
November 7 & 8, 2005	Municipals Panel	Ms. Zarnett

OVERVIEW

The purpose of a cost allocation study is to fairly allocate costs among the various customer classes on the basis of cost causation. The objective of rate design is to develop rates that are just and reasonable and that will recover the costs.

The nature of the electricity business is such that certain assets (eg. generating plants, transmission lines) are used to provide service to more than one customer class.

The entire electrical system works together to provide the electricity necessary to serve the needs of the customers in New Brunswick. Customer requirements vary throughout the year and the peak demand that they put on the system is not known for many customers. For these reasons, it is impossible to allocate the cost for each individual asset to the different customer classes in a definitive manner. There are different methods that can be used.

Once costs are allocated, the next step is to design the rates that will recover those costs. The general approach to rate design is to collect some revenues on the basis of fixed charges (eg. monthly service charge) and the remainder from usage charges (eg. cents per kilowatt hour of electricity used). It is possible to develop significantly different rate designs that will produce the same total revenue. The allocation of costs and the design of rates both require informed judgement.

The traditional approach is to determine the costs that each class is responsible for by functionalizing, classifying and allocating the total costs. The first step is to split the costs into the three main functions of generation, transmission and distribution. The second step is to classify the costs as demand, energy or customer-related. The final step is to allocate the demand, energy and customer costs to each class on the basis of appropriate parameters.

Once the costs for each class have been determined, rates are developed to recover the costs from each class based on the expected requirements of each class. Each of these steps is discussed below. Unless stated otherwise, the approach recommended by Disco is approved by the Board.

FUNCTIONALIZATION

The Board approves the way Disco assigns its costs to generation, transmission and distribution.

CLASSIFICATION

Disco classified its generation costs as either demand or energy-related, its transmission costs as demand-related and its distribution costs as demand or customer-related.

Generation Costs

Disco's costs related to generation (purchased power) are estimated to be just under 80% of its total costs for 2006/07. This is obviously the single most important expense and its classification will have a significant impact on the rates that are ultimately paid by each customer class.

Proclamation of the Electricity Act (the Act) on October 1, 2004 restructured the New Brunswick Power Corporation (NB Power) into several new companies, one of which is Disco. The Act also created the New Brunswick Power Generation Corporation (Genco) and the New Brunswick Power Nuclear Corporation (Nuclearco). Subsequently, the government created the New Brunswick Power Coleson Cove Corporation (Colesonco).

NB Power had operated as a fully integrated electric utility and performed all three functions of generation, transmission and distribution. As of October 1, 2004 Disco has been responsible for the distribution function and Genco, Nuclearco and Colesonco have jointly been responsible for the generation function. Another new company, New Brunswick Power Transmission Corporation (Transco) has been responsible for the transmission function. All five companies are subsidiaries of the New Brunswick Power Holding Corporation (Holdco). The president and chief executive officer of Holdco is the president and chief executive officer of Disco, Genco, Nuclearco, Colesonco and Transco.

Disco has entered into PPAs with each of Genco, Nuclearco and Colesonco that will provide it with the energy and capacity to serve its customers in 2006/07. The PPAs were developed by a working group from the provincial Departments of Energy and Finance with advice from financial advisors and energy experts. NB Power provided financial data and modeling support. The PPAs were approved by the Minister of Energy and implemented on October 1, 2004. The PPAs can be modified by the Board of Directors of the Electric Finance Corporation, a crown corporation.

The Genco and Nuclearco PPAs cover virtually all the generating capacity in New Brunswick, including that of non-utility generators (NUGs). These two PPAs determine how much Disco will pay for the energy and capacity that it will require in 2006/07.

Disco's submission was that the Board must look at the PPA costs because they are what drives Disco's costs. Disco also stated that any methodology for cost allocation must be sustainable in the long run. Disco submitted that it will not have access to the accounting costs of generators, including Genco, on a go-forward basis and that it would therefore be impossible to do an embedded cost study using anything but the PPA cost causation.

The Genco PPA includes both fixed and variable cost components. Disco classified the variable costs as 100% energy-related and the fixed costs as 100% demand-related. The Nuclearco PPA is priced solely on an energy basis. Disco, however, considered that this PPA represents a supply of both energy and capacity and that it would not be reasonable to classify the entire cost as energy-related. Disco therefore separated out the cost of the fuel and assigned it as 100% energy-related. The remaining costs were split 40% demand and 60% energy based on the split of fixed generation costs that was approved by the Board in its April 15, 1992 decision.

In essence, Disco recommends the use of the PPA costs, as billed, where Disco believes this is reasonable and the use of the Board approved 40/60 split where Disco believes the PPA bill approach is not reasonable.

The Public Intervenor took the position that the Board should continue to apply the 40% demand, 60% energy split to all fixed generation costs as was approved in the April, 1992 decision. The Public Intervenor believes that such an approach would be fair and based on an acceptable methodology that was approved after a full public hearing. The Public Intervenor stated that an important consideration is that nothing has really changed since 1992 with respect to the overall generation economics and that therefore the 40/60 split remains appropriate.

EGNB considers that NB Power is an unbundled utility in name only and that it looks and acts exactly like a vertically integrated utility. EGNB recommends the use of a cost causation approach and considers that Disco's classification of the Genco PPA fixed costs as 100% demand-related is inappropriate.

EGNB specifically recommends the use of a Peaker Credit Method that properly recognizes fuel symmetry. Fuel symmetry is a phrase used to describe the trade-off between more capital costs to save fuel costs or more fuel costs to save capital costs. The EGNB proposal is based on a Disco update of a peaker credit analysis that was done in 1993. The update by Disco uses 2002 cost information and does not include any NUGs.

Energy Advisors agreed with the use of the PPA costs and considered Disco's approach to the classification of the Nuclearco PPA costs to be reasonable. However, Energy Advisors recommends that the Genco PPA fixed costs, other than the fixed operating, maintenance and administration costs, be split 40% demand and 60% energy to be consistent with the treatment of the Nuclearco fixed costs.

The Board considers that a proper classification of generation costs is critical to the establishment of just and reasonable rates. Classification of generation costs should be based upon a careful analysis of how the entire group of generating facilities operates together to meet the energy and demand requirements that are placed on the system. An examination of each specific facility is required to determine the role that it plays in providing energy and capacity and the costs involved in so doing. The Board, in a ruling on June 9, 2005, stated:

“The Board’s regulatory jurisdiction is set forth clearly in the Electricity Act. It has broad regulatory jurisdiction over the Transmission Company, the System Operator and Disco. Section 136 of the Act gives broad powers to the Board to require any of those entities to file with it any documentation or information in their possession. The Act is also clear that the Board has no jurisdiction over the generation companies. We do believe strongly that if the NB Power group of companies has information that will assist this Board in establishing fair and equitable rates for the customers of Disco, then that information should be made available to this hearing process.”

Despite this request no detailed cost information, for the various generating facilities that will provide energy and capacity in 2006/07, was provided for examination.

If a competitive marketplace for energy and capacity existed in New Brunswick a detailed analysis of specific generating facility costs would not be necessary. The prices for energy and

capacity would be established by the market and there would be no need to classify generation costs in a cost allocation study.

The White Paper "New Brunswick Energy Policy" was approved by Cabinet in December, 2000. It provides the comprehensive energy policy of the Province and contains the following statements:

"the Province will proceed by introducing wholesale competition and allowing non-utility generation and retail competition for large industrial customers (page 16)

the Province will direct the market design committee to make recommendations regarding issues related to establishing a workably competitive electricity market and for mitigation of market power in the context of the wholesale and large industrial electricity market (pages 19, 25)

the Province will give the Board the authority to monitor the competitiveness of the wholesale market and ensure that the Crown utility is unable to exercise market power" (page 28)

These statements clearly demonstrate that government policy is to establish an environment in which competition for wholesale and large industrial customers can occur in an effective manner. The White Paper also discussed how such competition could occur and said:

"Economic theory and recent experience suggest that, at a minimum, approximately five equally sized firms are required to achieve a workably competitive market. Either the Crown utility's generation portfolio must be broken up or the province's transmission interconnections with adjacent markets must be significantly increased to allow for greater access to New Brunswick." (page 18)

The Electricity Act does not contain any sections that run counter to the government policy as expressed in the White Paper. However the current situation does not promote the development of a competitive electricity market in New Brunswick.

There has been no increase in interconnections with adjacent markets so it is not physically possible for any significant supply of electricity from the New England market to enter New Brunswick in competition with in-province generators. NB Power's generation portfolio has not been broken up and worse, possible competition in-province from the NUGs has been severely limited, if not completely eliminated, by the fact that virtually all of their production is covered by contracts that have been assigned to Genco.

The Board commented on this situation in its July 27, 2005 ruling as follows:

"This Board is of the view that its ability to discharge its duties, both in respect of retail rate review and in market monitoring to foster competition in generation, has been severely compromised by the assignment of the NUG PPAs to Genco rather than the Applicant.

The Board is also of the view that the situation can be best remedied, and the legislative intent of the Act best met, by the Minister exercising his discretion through the Order-in-Council process to reassign the NUG PPAs from Genco to the Applicant.”

Exit fees have not been established and no wholesale or large industrial customer has indicated any intention to obtain any of its electricity from a supplier other than Disco. Disco, in turn, receives 100% of its supply of energy and capacity through the PPAs with Genco, Nuclearco and Colesonco.

A competitive market does not exist in New Brunswick today nor does the Board believe one will develop by 2006/07. The Board agrees completely with those parties who stated that, for all practical purposes, the NB Power group of companies continues to operate as an integrated utility. The physical operation of the electricity market in New Brunswick has changed little, if at all.

The absence of a competitive market for energy and capacity means that a careful analysis of the actual costs of generation should occur to best establish fair and equitable rates. However, no detailed cost information, on the actual generating facilities, was provided and the Board does not have the authority to order it to be provided. This places the Board in a very difficult position. It does not have all the information, that clearly exists, that would normally be available to assist in setting rates. The Board will, however reluctantly, fulfill its obligation to set rates.

We consider that the most appropriate way to proceed in these circumstances is to approve a method for the classification of generation costs that will provide a reasonable approximation of the actual underlying costs. Such a method can be used until either a competitive market develops or detailed cost information is forthcoming from the NB Power group of companies.

The Board considers that the various proposals presented by the parties represent substitutes for a detailed examination of the actual costs. The method proposed by EGNB required the development of four separate classes of generation and the estimation of demand/energy splits for each class. The estimations relied on 2002 cost information for NB Power generation and did not specifically address NUGs. The Board is concerned with the lack of current and comprehensive cost information that was available to support this method. We note that the end result of this approach was a weighted average demand/energy split of 40/60. The Board further notes that both the Disco and Energy Advisors proposals rely to a certain extent on the 40% demand, 60% energy split of fixed generation costs that was approved in the April, 1992 decision. The Public Intervenor recommends use of the Board approved 40/60 split.

The one significant change, since 1992, is that certain NUGs are operated on a must run basis and not always dispatched on the basis of least cost. The Board was not provided with any cost information on the NUGs and therefore could not assess the impact of this change. Notwithstanding this change, NB Power did not request any changes to the methodology that was approved in 1992. The existing methodology is the foundation for the rate structure that is in place. The Board therefore believes that it is appropriate to continue to use the method that was

approved by it in the April 15, 1992 decision with respect to the classification of generation costs as either demand or energy-related.

Disco will be able to separately identify the fuel costs from the capacity costs in each of the PPAs as demonstrated by its treatment of the Nuclearco PPA. It is important to make it clear that this is not an endorsement of the Peaker Credit Method. The method hereby approved provides a classification of the generation costs that is fair and reasonable in the current circumstances. The Board therefore orders Disco to redo its cost study using the same method for the classification of the generation costs as was approved in the April 15, 1992 decision.

Distribution Costs

Disco's classification of distribution costs as either demand or customer-related was largely based on the methodology approved by the Board in its April, 1992 decision. However, Disco made changes where it believed that better information was now available and used a combination of approaches. It stated that any difference in cost allocation resulting from the use of a different method would be small and that the benefits of a detailed study of this matter would not be worth the cost.

The Public Intervenor recommended the use of the zero-intercept method and that Disco be directed to do a detailed study to develop the information necessary for implementation of the zero-intercept method. The Public Intervenor believed that more of the distribution costs should be classified as demand-related and fewer costs classified as customer-related.

Energy Advisors agreed with the approach used by Disco.

The evidentiary record in this proceeding does not provide proper support for the changes made by Disco to the methodology previously approved. The Board therefore orders Disco to classify its distribution costs as either demand or customer-related in a manner consistent with the April, 1992 decision. Disco is directed to file with the Board detailed information on the results of using various methods to classify its distribution costs within 12 months of the date of this ruling. This review should clearly address the use of capacity factor in classifying costs as either demand or customer-related.

Export Sales Credits

Disco proposed that the export sales credits be classified as 100% demand-related. It submitted that it was the availability of capacity that makes these sales possible and therefore any credits related to these sales should be credited to demand.

Disco stated that the energy costs related to exports are covered by Genco and deducted from the sale price to determine the margin that is shared with Disco.

Energy Advisors proposed that the export sales credits be classified as either demand or energy-related on the basis of the nature of the actual export sale. If the sale were for energy then the

credit would be classified as energy-related and if the sale were for capacity then the credit would be classified as demand-related.

The Public Intervenor recommended that the export sales credits be credited to demand in a manner consistent with the Board's April, 1992 decision.

The Board considers that the approach recommended by Energy Advisors requires information that may not be available and therefore is not feasible. We will accept the classification of the export sales credits as proposed by Disco for the purposes of this hearing.

ALLOCATION

General, Holdco Shared Services and Corporate Services Costs

These costs, because of their nature, generally cannot be specifically identified as either demand, energy or customer-related.

Disco recommended that the regulatory costs be allocated one-third to each of the Wholesale Class, the Large Industrial Class and the distribution level customers. Disco stated that this would be appropriate because those three groups have traditionally been involved in regulatory proceedings. Disco proposed that a number of other costs (such as senior management and corporate planning) be allocated to the same three groups primarily on the basis of their sales revenues.

The Municipals took issue with Disco's approach to the allocation of regulatory costs and the other costs that were done on the basis of sales revenues. They considered that it would be more appropriate to allocate the regulatory costs on the basis of total allocated costs. They also recommended that those costs that had been allocated on the basis of sales revenues should instead be allocated on the basis of all other allocated costs.

The Board agrees with the recommendations of the Municipals and orders Disco to redo its allocation of the regulatory costs and those costs that were allocated on the basis of sales revenues in the manner recommended by the Municipals.

Miscellaneous Revenues

Disco allocated the miscellaneous revenues to all classes served at the distribution level pro-rata based on the revenues from each class. Disco stated that it did so because there is no direct link between the costs and the revenues for miscellaneous services and also because this approach is consistent with the Board's 1992 decision.

Mr. Knecht, on behalf of the Public Intervenor, recommended that the portion of miscellaneous revenues which is related to maintaining the poles owned by Aliant should be allocated on the same basis as the allocation of the pole costs.

The Board considers that those miscellaneous revenues that are related to poles should be allocated on the same basis as the costs of the poles themselves are allocated. We are of the view that the remainder of the miscellaneous revenues should be allocated to the various classes served at the distribution level pro-rata on the basis of the costs for each class. The Board directs Disco to redo the cost study to reflect these changes. We also direct the applicant, at the time of the next review of the cost allocation methodology, to provide whatever information is available concerning the costs caused by its providing each of the various miscellaneous services.

RATE DESIGN

Residential Class

Declining Rate Block

Currently, the rate design for the residential class consists of a fixed monthly service charge and a charge for each kilowatt hour of electricity consumed. The charge for electricity is made up of two blocks with one rate for the first and a declining rate for the second. Many parties, including Disco, expressed the opinion that the declining rate block does not send the proper price signal to customers and should be eliminated. The parties disagreed over the time period for the elimination of the declining rate block.

Disco prefers a gradual approach that involves increasing the size of the first block and Energy Advisors supported this approach. Disco has not proposed a specific timetable for the elimination of the declining rate block. The Conservation Council recommended the elimination of the declining rate block immediately. EGNB is of the opinion that it is important to send the right

price signals to customers. It submitted that if the Board has issues with respect to possible customer impacts, that the changes could be phased in over a period of time, not to exceed three years. The Public Intervenor recommended that the declining rate block be removed within a three to four year period.

The Board agrees that the declining rate block should be eliminated as soon as possible. We are concerned over the possible rate shock that this might create for certain customers if the change occurs too quickly. The Board has analyzed the likely impacts and believes that it is appropriate to eliminate the declining rate block in three stages. Each stage should bring the declining rate block one-third of the way to the rate for the first block. The first adjustment should occur as part of the rate changes for the 2006/07 year. The remaining two adjustments can occur at the time of future general rate changes but the Board orders that the process must be completed within five years of this date.

Farms and Churches

Farms and churches are included in the residential customer class and there was discussion about the effect that this has on the consumption and other characteristics of the class. The Public Intervenor recommended that farms and churches be removed and placed into a separate class.

Disco stated that the removal of farms and churches would require the creation of a new class. Disco submitted that this would require research and customer education and expressed concern over the possible impacts on the revenue to cost ratios.

We therefore order Disco to do research on the residential class to identify those customers whose usage profiles are inconsistent with a normal residential customer. Disco is also to develop proposals for how these customers should be classified and the impacts of any such reclassification. This information is to be filed with the Board within 12 months of the date of this ruling.

General Service

General Service has two classes, General Service I (GS I) and General Service II (GS II). GS II has more favourable rates than GS I and is limited to those customers who use electricity as the only source of energy for cooking, space heating, water heating and all other services.

Disco recommended the gradual elimination of the GS II class through the use of larger increases for the GS II rates than for the GS I rates. Disco also proposed that the GS II class be closed to new customers. Disco did not provide a specific timetable for the elimination of the GS II class.

The Conservation Council recommended that the GS II class be eliminated immediately. EGNB recommended that the GS I and GS II rates be equalized immediately and failing that, that the GS II class be closed to new customers. The Public Intervenor recommended that the GS II class be discontinued over the next three years.

A preliminary analysis of the usage data for the GS I and GS II customers indicates that there are distinct differences between the two classes. The Board considers that it is appropriate that the two classes be kept separate until further data is collected and more analysis occurs. We direct Disco to do a study on the usage profiles of the GS I and GS II customers and to file it with the Board within one year of the date of this ruling.

Notwithstanding the need for the comprehensive review indicated above, for the purposes of the revenue requirement portion of this hearing, the Board directs Disco to file by January 16, 2006 the following General Service rate scenarios for discussion purposes:

For General Service II, the second block energy rate is to be set equal to the third block energy rate.

For General Service I, the second block rate is to be set at the same level as for GS II above. For this scenario, the demand charge for GS I is to be reduced so as to effect a revenue-neutral adjustment for the class.

Large Industrial

Interruptible Rate

The Board asked the parties if they believed that the Interruptible Rate should include a contribution to the fixed costs. Customers who have their own generation may arrange for the

supply of interruptible electricity from Disco. This is available in an amount up to the customer's unused generation capability. The energy is only provided if the available resources can do so and still meet all of Disco's firm commitments. The interruptible rate is based on Disco's incremental cost of providing the energy.

Disco responded that it does not believe that there should be a demand component to the Interruptible Rate. It submitted that the interruptible customers take a fuel price risk that the other customers do not and that it is very expensive for the interrupted customers. It also stated that, if the interruptible rate is priced at market prices, there is a high probability that customers may convert to a firm load. This could reduce export sales and advance the need for additional capacity.

The Public Intervenor stated that many utilities do charge a premium to the cost of interruptible service to reflect the value of that service. He recommended that, even though there was little evidence on the record regarding the appropriate contribution, the amount be set at \$3 per megawatt hour.

EGNB stated that all rates, unless based on non-economic policy considerations, should make some small contribution to fixed costs.

The Municipals recommended that the Interruptible Rate include a fixed cost component but stated that there may not be sufficient information before the Board to determine the appropriate amount.

The Board considers it appropriate that the Interruptible Rate customers should pay for some of the fixed generation costs. For most of the year, it is the in-province generation that provides the interruptible energy and at a lower rate than for firm energy. The specific amount of the contribution will be established during the review of Disco's revenue requirement.

There was discussion on whether an interruptible option should be made available to other customer classes. The Board considers that equity dictates that this option should be available but that there are various factors that must be considered. We therefore direct Disco to submit a study within one year of the date of this ruling on the costs and issues associated with providing this option.

The Public Intervenor proposed that an industrial customer be entitled only to purchase an amount up to 15% of its firm transmission load at surplus energy rates. The Board considers that this suggestion may have merit. If there were a limit on the amount of interruptible energy that each customer could purchase, it would reduce the impact that would occur if one or more customers switched to firm service. We therefore direct Disco to do a study on the maximum amount of interruptible/surplus energy that should be available to each customer and to file it with the Board within 12 months of the date of this ruling.

Seasonal Rates

EGNB recommended the introduction of seasonal rates, for both the Residential and General

Service customer classes, with higher rates for the winter season. EGNB submitted that seasonal rates can be a complement to demand side management measures and will send the appropriate price signal.

The Municipals stated that if seasonal rates are to be implemented then they should apply to all rate classes.

The Public Intervenor recommended that Disco do a study on the impact of seasonal rates and file it with the Board.

Disco stated that it was not necessarily opposed in principle to seasonal rates but, because of the customer impacts, believes they should not be implemented until after the residential declining rate block is eliminated and the GS I and GS II classes are merged.

The Board considers that seasonal rates may be an appropriate concept for New Brunswick but that implementation is not desirable at this time because of the possible customer impacts together with the other changes that are occurring. We direct Disco to provide a proposal for seasonal rates at the time of the next review of rates.

Standby Rate

Customers that have on-site generation normally have an arrangement with the electric utility for the provision of electricity whenever the on-site generation is not available. This is referred to as

standby power and is often charged for by way of a monthly reservation fee. Disco does not currently have a standby rate. Co-generators, served at the transmission level, can arrange for interruptible energy but this option is not available to other co-generators. A standby rate for such customers might provide them with back-up energy at a lower cost than they currently pay.

EGNB recommended that Disco be ordered to develop a standby rate for co-generation that is based on generally accepted principles and to submit it for review. It stated that such a rate would encourage the development of co-generation in New Brunswick.

The Public Intervenor also stated that this might be a good time to introduce a standby rate.

Disco submitted that the current economics of co-generation have not resulted in a need for a standby rate similar to the one proposed by EGNB as there has been no customer interest at this point. Disco stated that it would have no problem providing a standby rate for a co-generator but would not want to do so for a merchant generator. It also said that care would need to be exercised in developing the standby rate.

The Board considers that a standby rate may well promote the development of co-generation consistent with the goals of the White Paper. We therefore order Disco to develop a proposal for a standby rate for co-generators and to include it in the evidence for its next rate application.

OTHER MATTERS

Marginal Costs

Energy Advisors stated that marginal cost analysis would likely be useful in designing rates that capture the future trend of electricity costs and should result in more efficient use of electricity.

Disco stated that it was opposed to a move to marginal cost analysis because it would be fraught with judgemental decisions. It submitted that there was no marginal cost study on the record in this proceeding and to do one requires access to detailed generation resource and cost information. Disco maintained that such a study is not appropriate for an unbundled distribution utility.

The Public Intervenor recommended that marginal cost allocation and pricing should be looked at at some point in time.

EGNB submitted that a full marginal cost study requires information that is not presently available and that the use of marginal based approaches is premature.

The Board considers that marginal costs would provide valuable information and assist in the setting of appropriate rates. A fully competitive market would provide the proper price signals but such a market does not currently exist in New Brunswick and is unlikely to develop in the

near future. We agree that a proper marginal cost analysis requires detailed cost information that was not available in this proceeding. Even price signals such as time of day rates for electricity are not currently available in the province. Marginal cost information would promote the use of appropriate energy efficiency, conservation measures and load management devices such as electric thermal storage devices. However, if Disco's costs, as established by the PPAs, do not include marginal cost signals many proven energy efficiency and demand side management measures will not occur as they will not pass the normal economic tests. In the absence of the necessary cost information, the Board considers that it is appropriate to use the cost allocation methodology as discussed above.

Revenue to Cost Ratios

The Municipals submitted that the Board, in examining revenue to cost ratios, should consider that there are three transmission level customers – Wholesale, Large Industrial and Disco. Wholesale and Large Industrial are separate customer classes that take service at the transmission level. They submitted that Disco, on behalf of all the other customer classes, also takes service at the transmission level and therefore should be considered as a third class of transmission customer. The Municipals recommended that the three transmission level customers should each have a revenue to cost ratio of unity. Failing that, they recommended that the ratio for the Wholesale class should not exceed 1.015, which is the revenue to cost ratio that the Municipals had calculated for Disco.

Disco submitted that the Disco class, as proposed by the Municipals, is purely hypothetical and does not exist. Disco stated that the mix of customers served by Disco is not similar to the mix of customers served under the Wholesale class.

The Board considers that the revenue to cost ratio for each customer class served by Disco should be examined separately. We are of the view that a long term target range of .95 to 1.05 for the revenue to cost ratio for each class is reasonable. The Board recognizes that rate impact considerations will require that some classes be moved gradually to or within this range. There is also a need to develop more data to ensure that any rate changes are and will remain appropriate. We note that certain customer classes have revenue to cost ratios that remain outside the .95 to 1.05 range and are disappointed that NB Power did not make more progress in this area in the time since 1992. Although some modifications have occurred, the issue of sending the appropriate price signals has not been dealt with in any significant way. As one counsel remarked,

"It reminds one of the story about the utility executive who, upon deciding to commit suicide, threw himself in front of a glacier."

The Board considers it appropriate that specific decisions on adjustments to the revenue to cost ratios for individual customer classes be deferred until the revenue requirement review at which time the current and proposed ratios, using the methodology approved in this ruling, will be available.

Requirement for Additional Information

The following are areas where Disco has been directed to do studies and to report the results.

Classification of distribution costs

Usage characteristics of residential class customers

Usage characteristics of GS I and GS II customers

Interruptible rate option for all rate classes

Maximum amount of interruptible/surplus energy that a customer can purchase

The Board considers that this additional information will be of value in allocating costs and designing appropriate rates. Involving interested parties in the design of the research to be done by Disco would ensure that critical items are not missed, result in better information, allow Disco to combine items where appropriate and expedite the eventual review of the information.

We therefore order Disco to provide an opportunity, by March 31, 2006, for interested parties to discuss the nature of the research to be undertaken.

Load Forecast for 2006/07

Parties have agreed with the Board's proposal that a detailed review, of the methodology used by Disco to prepare load forecasts, will be conducted subsequent to the revenue requirement hearing.

The Board approves the load forecast for 2006/07 as provided by Disco.

Public Intervenor's Request for Board Orders

The Public Intervenor requested that the Board issue seven specific orders, the details of which are provided at pages 2469-2471 of the transcript. Disco expressed considerable concern over the orders.

The Board considers that the content of each of these orders has been addressed above and that no further comment is necessary.

Delivered at Saint John New Brunswick the 21st day of December, 2005.

Partial Dissent by Commissioner Sollows

I concur with my fellow Commissioners in the orders and rulings presented above, with two exceptions. Both exceptions are based on facts revealed by my examination of Disco's billing data. These data were in evidence during the proceeding, but no participant provided an analysis of them to highlight the implications and facilitate their use in this hearing. Had I not made my own analysis of the data, which I was able to do because of my professional background, I expect that I would have agreed with my colleagues on all matters.

I understand and appreciate that my colleagues cannot properly base their decision on insights gained from my analysis. Neither do I believe that Board member's should normally be able or expected to conduct such analyses. In the normal course of affairs, this Board would have the power of general regulatory oversight over Disco. It would have been able to use this power to ensure that Disco had prepared an analysis of the data prior to the application for a rate increase. This Board does not have general regulatory oversight of Disco and could not, therefore, provide any direction to Disco prior to the rate application being filed.

This matter has not followed the normal course of affairs, and my colleagues and I now confront a different set of facts on which to base our decision. Just as my colleagues cannot properly rely on my insights into Disco's billing data, I feel that I cannot ignore them. Giving due consideration to the evidence in this matter leads me to conclude that:

1. Disco can and should use the existing billing data to sub-divide or rearrange their customer classifications so they provide a better match to cost causation and facilitate rate design, and
2. Disco should not be ordered to develop and file a seasonal rate proposal with their next rate filing.

My reasons are as follows.

Item 1. Customer class sub-division/reclassification.

The evidence presented in the hearing clearly established that Disco's peak load occurs during the winter months. This peak load is generally acknowledged to be a significant determinant of a utility's cost of service; Disco structured the cost allocation study to reflect this premise, and no intervenor took issue with it.

Disco's billing determinant records for the 5 fiscal years ending March, 2005 were also in evidence during the hearing. These consisted of data files organized with one line of data (case) for each bill sent. Each case record contained the energy billed, the number of days the bill represented, the meter reading and invoice dates and a unique customer identification number. Demand data was also included for those customers with such meters.

The data are voluminous, on the order of 20 million billing records, and require analysis to gain useful insight to their implications for cost-allocation and rate design. Neither the applicant nor any intervenors made such an analysis, however, leaving the Board to its own devices in making inferences or drawing conclusions from the data.

My own examination of the billing data, made using standard analytic techniques, leads me to conclude that Disco's current rate structures and customer classifications do not result in a fair and equitable sharing of the costs of service between Disco's customers. This conclusion is based on an examination of each customer's average January bill -- the month in which Disco generally experiences peak demand -- and the ratio of that bill to the same customer's average bills in July and August, the season of minimum loads for Disco. Grouping customers with similar January loads and similar winter-summer load ratios and comparing those groups to Disco's existing classifications reveals two significant facts. These load and load-ratio based groups of customers:

1. Cut across Disco's existing residential, general service, and industrial classes, and
2. Sub-divide Disco's existing classes.

These facts must be weighed along with the substantial body of undisputed evidence that Disco's cost of serving customers varies with the season of use. Taken together, they lead to the conclusion that Disco's existing customer classification works to frustrate the fundamental regulatory objective of setting fair and equitable rates.

This conclusion is not, in itself, a sufficient basis for finding Disco's rates and charges unfair or inequitable. A set of rates could, in theory, overcome this problem by careful design and application. In my view, the burden of proof for such careful design and application properly rests with the applicant.

Unfortunately, the evidentiary record provides scanty evidence for any claim that Disco's proposed rate design overcomes this problem. In fact, Disco subdivided the residential class into customers that it infers use electricity for space heating and those who do not, and found different costs-of-service and revenue/cost ratios for each group. In doing so, Disco implicitly acknowledges that their current rate schedule does not compensate for the shortcomings of their classification method. While Disco's particular choice of subgroups resulted in revenue/cost ratio differences that it proposes to be acceptable, it offers no evidence that their proposed sub-division is either the only one evident in the class or the best of several that may be evident from an examination of their customer's usage characteristics.

Figure 1 presents one set of subdivisions of the billing data from the fiscal year 2005. Only residential customers were selected for presentation because this issue arose in deliberations pertaining to the desirability of removing certain types of customers from the residential class. As noted above, these sub-divisions were also found to contain general service and industrial customers.

Figure 1 reveals 4 main types of customers:

1. Those with flat load profiles or little variation over the year,
2. Those with summer peaking loads,
3. Customers with winter peaking energy use, and
4. Dual-peaking customers, with relatively greater energy use in both summer and winter.

The 3rd group is clearly also divisible by the degree to which their load varies throughout the year. Some such customers have summer loads that are about 60% of their January consumption; others provide summer loads less than 10% of that value.

Considering the obvious seasonal variation of customer use profiles within the existing classes, the clear evidence that such variation has a significant impact on the cost of service, and the lack of evidence that the current classifications and rate structure can allocate cost to customers on a fair and equitable basis, I would direct Disco to:

1. Subdivide their current customer classes, discriminating between sub-groups of customers using:
 - a. January energy consumption, properly adjusted for weather variation from long-term normal conditions and billing period variations; and
 - b. The ratio of each customer's January energy consumption to their consumption in the summer;
2. Develop rate designs and/or rate parameters for each such sub-division, such that no sub-division or member of a sub-division experiences a revenue/cost ratio outside the range of 95% to 105%, as determined by cost allocations based on:

- a. The number of customers in each subdivision for allocating customer costs;
 - b. The January energy load of each customer for allocating demand costs in the absence of demand metering, and the demand-metered load adjusted by a suitable contribution factor where demand meters are installed;
 - c. The base load energy used, as indicated by the summer month electric energy use as a fraction of Disco's total summer month electric energy load; and
 - d. The "shoulder" electricity used, this being the electricity derived from other than base-load plants, and as indicated by the difference between their total annual electricity consumption and that which is obtained by multiplying their minimum month's electricity consumption by 12.
3. Examine the effective rate increase for each customer that results from the subdivision of classes and cost allocations described above. Where the resulting rate increase results in rate shock for any customer, the rate design and/or parameters should be adjusted to limit the increase to an acceptable value.
4. Disco should recover any revenue shortfall that results from Item 3. (capping the rate increase at an acceptable value) from the capped customer's sub-class. No revenue recovery should be made from outside a sub-class until each member of the sub-class that is deficient in revenue has reached the rate cap. Revenue recovery, both within a sub-class and between subclasses, should be made on the basis that no customer or class that would properly receive a decrease in rates should be required to contribute to the recovered revenue unless and until every

sub-class and customer that would properly receive a rate increase has had that increase adjusted to the cap. Allocation of recovered revenue between members of a sub-class containing rate-capped customers should be made on the basis each customer's proximity to the cap; *i.e.* revenue recovery should start with the customer closest to and below the rate-cap, result in their being moved to the rate cap, and then proceed to the next closest customer, until the revenue shortfall is eliminated or the entire class is at the rate-cap.

While I remain open to further evidence and argument about the details of these directions, I am convinced such or similar work should form the basis of any rates decided by this Board. Having developed sub-classes as described above for the purposes of examining the billing data, it is clear to me that it is reasonable that Disco be asked to do so in the time available. Further, having used such sub-classes to examine the allocation of revenue under the current residential rate structure, I find that the existing classifications and rates fall outside reasonable bounds for fair and equitable treatment of customers.

While I understand and appreciate that Disco can, and will, achieve a better sub-division of classes and allocation of costs when it has the results of a suitable load research program, and agree that they should be ordered to do such research, I find sufficient evidence in the record of the hearing to justify ordering immediate action to adjust classifications and rate designs that are clearly unfair to many customers and provide inappropriate price signals to electricity users.

Item 2. Order to develop seasonal rates.

I also disagree with my colleagues' order that Disco prepare and submit a proposal for a seasonal rate at the time of their next application. My review of the billing data suggests that Disco should forego the development of any seasonal rate structure until it is determined that such or like sub-division of customer classes as described above cannot meet the goals of fairness and equity and simultaneously provide suitable pricing signals to customers. Any such determination should be made by this Board, and Disco should be required to make a comprehensive examination of available rate and tariff structures, including energy metering with demand subscription, non-coincident and coincident demand metering, time-of-use metering, and real-time rates before proposing any seasonal rate. Any seasonal rate proposed by Disco should apply to all customers exhibiting similar seasonal variation in their loads.

Dated at Saint John, New Brunswick this 21st. day of December, 2005.

Ken Sollows,
Commissioner

Appendix E

APPENDIX E

NB POWER - DISCO

Summary of operating results 1994 to 2005

Accumulated income before finance charges	3,177.0
Effect of retroactive accounting policy changes:	
Nuclear plant decommissioning and fuel mgmt	45.0
(Adjustment to depreciation)	
Adjusted income before finance charges	3,222.0
Finance charges	(3,514.0)
Effect of retroactive accounting policy changes:	
Foreign exchange translation on long-term debt	(106.0)
Total finance charges	(3,620.0)
Total Operating Losses:	(398.0)
Interest coverage factor	89.01%
Write-down in book value of Point Lepreau	(450.0)
Special payments in lieu of income taxes	(5.0)
Accumulated losses before reserve reductions	(853.0)
Reserve (increases) reductions:	
Generation equalization account	149.0
Export sales stabilization account	20.0
Fuel channel removal account (net)	88.0
	257.0
Accumulated net losses	(596.0)
Retained earnings on March 31, 1994	409.0
Dividend declared	(5.0)
Deficit on March 31, 2005	(192.0)

NB POWER - DISCO

Summary of losses incurred by NB Power

	Total	2005	2004	2003	2002	2001	2000	1999	1998	1997	1996	1995	1994
Continuity of retained earnings (deficit)													
Income before finance charges	3,177	216	199	166	275	278	348	364	301	254	237	271	268
Finance charges	(3,514)	(202)	(217)	(243)	(256)	(356)	(331)	(346)	(344)	(341)	(300)	(333)	(245)
Effect of retroactive accounting policy changes:													
Foreign exchange translation on long-term debt	(106)	0	0	0	0	(106)	0	0	0	0	0	0	0
Nuclear plant decommissioning and fuel mgmt.	45	0	0	0	45	0	0	0	0	0	0	0	0
Write-down in book value of Point Lepreau	(450)	0	0	0	0	0	0	(450)	0	0	0	0	0
Special payments in lieu of income taxes	(5)	(5)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Income (loss) before reserve reductions	(853)	9	(18)	(77)	64	(184)	17	(432)	(43)	(87)	(63)	(62)	23
Reserve (increases) reductions:													
Generation equalization account	149	0	0	0	0	0	0	0	0	33	49	82	(15)
Export sales stabilization account	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5	15
Fuel channel removal account	88	0	0	0	0	0	0	9	22	35	22	0	0
	257	0	0	0	0	0	0	9	22	68	71	87	0
Net income (loss) for the year	(596)	9	(18)	(77)	64	(184)	17	(423)	(21)	(19)	8	25	23
Retained earnings (deficit) at beginning of year	409	(196)	(178)	(101)	(165)	19	2	425	446	465	457	432	409
Transfer to fuel channel removal account	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Dividend declared	(5)	(5)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Retained earnings (deficit) at end of year	(192)	(192)	(196)	(178)	(101)	(165)	19	2	425	446	465	457	432

NB POWER - DISCO

Summary of losses incurred by NB Power

	Total	2005	2004	2003	2002	2001	2000
Continuity of reserve accounts:							
Generation equalization account							
Balance at beginning of year	149	0	0	0	0	0	0
Increase (decrease) from operations	(149)	0	0	0	0	0	0
Balance at end of year	0	0	0	0	0	0	0
Export sales stabilization account							
Balance at beginning of year	20	0	0	0	0	0	0
Increase (decrease) from operations	(20)	0	0	0	0	0	0
Balance at end of year	0	0	0	0	0	0	0
Fuel channel removal account:							
Balance at beginning of year	84	0	0	0	0	0	0
Increase (decrease) from operations	(88)	0	0	0	0	0	0
Collected from customers	4	0	0	0	0	0	0
Balance at end of year	0	0	0	0	0	0	0
Total reserve accounts:							
Balance at beginning of year	253	0	0	0	0	0	0
Increase (decrease) from operations	(257)	0	0	0	0	0	0
Collected from customers	4	0	0	0	0	0	0
Balance at end of year	0	0	0	0	0	0	0
Total retained earnings (deficit) and reserves at end of year	(192)	(192)	(196)	(178)	(10)	(165)	19

<u>2001</u>	<u>2000</u>	<u>1999</u>	<u>1998</u>	<u>1997</u>	<u>1996</u>	<u>1995</u>	<u>1994</u>
-------------	-------------	-------------	-------------	-------------	-------------	-------------	-------------

0	0	0	0	33	82	164	149
0	0	0	0	(33)	(49)	(82)	15
<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>33</u>	<u>82</u>	<u>164</u>

0	0	0	0	0	0	5	20
0	0	0	0	0	0	(5)	(15)
<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>5</u>

0	0	9	31	66	88	86	84
0	0	(9)	(22)	(35)	(22)	0	0
0	0	0	0	0	0	2	2
<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>9</u>	<u>31</u>	<u>66</u>	<u>88</u>	<u>86</u>

0	0	9	31	99	170	255	253
0	0	(9)	(22)	(68)	(71)	(87)	0
0	0	0	0	0	0	2	2
<u>0</u>	<u>0</u>	<u>(9)</u>	<u>(22)</u>	<u>(68)</u>	<u>(71)</u>	<u>(85)</u>	<u>2</u>

0	19	(7)	403	378	394	372	434
---	----	-----	-----	-----	-----	-----	-----



Appendix F



NB Power Distribution and Customer Service Class Cost Allocation Study
Total Unit Cost by Rate Class - Fiscal Year 2006-07 Budget
 (\$000)

	1	2	3	4	5	6	7	8	9
	Net Revenue Requirement	Total Demand Cost	Adjusted Demand Cost (1)	Total Customer Cost (2)	Non-Coin Demand kW at Meter	Avg # Of Customers	Demand Cost \$/kW/Yr	Customer Cost \$/Month	Overall Distribution Cost ¢/kWh (3)
	Residential End Use								
(1)	Wires Service	193,702	97,335	97,335	96,367	2,309,322	327,739	42.16	24.50
(2)	Residential	153,303	69,995	69,995	83,308	1,522,465	301,253	45.97	23.04
	Residential Electric Heat	44,988	44,988	29,356	0	978,543	0	45.97	0.00
	Residential Water Heat Sales	7,186	7,186	7,186	0	156,303	0	45.97	0.00
	Residential All Other Uses (3)	101,129	17,821	33,452	83,308	387,819	301,253	45.97	23.04
(3)	Residential - Electric Heated	107,186	57,617	53,739	49,568	1,253,244	179,246	42.88	23.04
(4)	Residential - All Other customers	46,117	12,377	16,255	33,740	269,222	122,007	60.38	23.04
(5)	General Service I	15,978	8,114	8,114	7,864	210,767	18,096	38.50	36.21
(6)	General Service II	14,741	11,741	11,741	3,000	337,785	6,563	34.76	38.09
(7)	Small Industrial	7,865	5,775	5,775	2,090	175,600	1,791	32.89	97.25
(8)	Large Industrial Distribution	1,816	1,711	1,711	105	62,705	37	27.28	236.61
(9)	Street Lights & Unmetered	5,163	957	957	4,206	18,984	2,300	80.41	152.39
(10)	Water Heaters	10,787			10,787		230,000		3.91
(11)	Transmission Customer Services	6,253	1,539	1,539	4,714				
(12)	Industrial	3,767			3,767				
(13)	Wholesale	947			947		38		6.261
(14)	Industrial Substations	1,538	1,538	1,538			2		39.475
(15)	Wholesale Substations	1	1	1					
(16)	Totals	215,906	99,831	99,831	116,075	2,328,306			2.64
Basis of Allocation									
	Sch 4.5 Col 11	Col 1 + Sch 4.5 Col 1+3+5	Calc Col 2	Col 1 + Sch 4.5 Col 2+4+6+7	Sch 1.3 Col 2	Sch 1.4 Col 1	Calc Col 3/5	Calc Col 4/6	Col 1 / Sch 1.1 Col 1
Notes:									
(17)	(1) Segmented residential demand cost adjusted to reflect lower incremental cost of electric heat demand. (\$30 per kw compared to embedded average of \$45.97 per kWh								
(18)	(2) Column 4 includes weighted customer costs								
(19)	(3) Per kWh cost based on energy served at the meter								
Direct Evidence of Mr. Neil Larlee - Dated January 24, 2006									
Revised February 7, 2006									
Board Reference: 2005-002									

Appendix G

1
2
3
4
5
Appendix G

Determination of Energy Prices for the Approved Residential Rate.

6 Having determined that the service charges should remain the same and that the 1st
7 energy block should be set at 1000 KWh per Billing Period, the Board set the 1st energy
8 block and run-out block energy prices subject to the following considerations:

- 9
- 10 1. Prices be such that the approved revenue requirement could be earned over the 12
11 months of the test year,
 - 12 2. Progress be made towards eliminating the declining block rate,
 - 13 3. The intra-class subsidies and surcharges should be as small as possible, subject to
14 the concern for rate shock.

15
16 The revenue sufficiency issue (Item 1) was examined by using the 5 years of billing
17 determinant data in evidence to make separate estimates for:

- 18 A. The number of service charges likely to be billed in the test year, by linear
19 extrapolation of the 5 year trends for urban, rural and seasonal customers. The
20 trend variable for each group was calculated by computing the number of billing
21 months each invoice represented, rounded to 1 in the case of invoices containing
22 from 1 to 45 billing days and rounded to the nearest integer month otherwise.
- 23 B. The 5-year average of the annual fraction of residential energy sales to urban,
24 rural and seasonal customers groups.

1 C. The 5-year average fraction of sales made to each group that were made in a 1st
2 energy block of 1000 KWh per Billing Period.

3

4 The extrapolated estimates for the number of service charges in the test year were
5 multiplied by the approved charges to determine the contribution of service charge
6 revenue to residential class revenue. The relevant data and the estimates appear in Table
7 G.1.

8

9 The average annual energy fraction estimates were applied to the forecast energy sales
10 for the test year to determine the anticipated split between urban, rural and seasonal sales.
11 The split between 1st and run-out energy blocks was applied to each of these groups' total
12 sales and summed to find the total 1st and run-out block energy sales to the residential
13 rate class for the test year. The relevant data and estimates for total and 1st block energy
14 sales are shown in Table G.2. The proof of revenue for the residential class is provided
15 in Table G.3

16

17

18 Customer Impact

19 The Board was concerned with the impact that the proposed and approved rates would
20 have on customers. It therefore spent considerable time and effort to deliberate on this
21 matter.

22

1 The billing determinants for each customer for the period of five fiscal years ending on
2 March 31, 2005 were available in evidence and used for this purpose. The Board used
3 this database to calculate the monthly bills for customers under the existing, proposed and
4 approved rates. The monthly bills of all customers that had received a full year of service
5 were then aggregated to form their annual cost under each of the three rates. These annual
6 costs were used to calculate the percentage increase for each customer under the
7 proposed rate and under the approved rate. This percentage increase in annual costs was
8 used as the fundamental measurement of customer impact during deliberations.

9
10 The resulting dataset provided more than 1.2 million separate measurements of customer
11 impacts. This exceeds the number of customers because each full year of service resulted
12 in a measurement. Some customers provide 5 years of data, others 4, 3, 2, and 1 year of
13 data. Using multiple years of data means that the effect of natural weather variation
14 between years is included in the "average" impact. It also means that the analysis accords
15 greater weight to the increases experienced by long-term customers than it does to short-
16 term customers, so the data were also examined on a year-by-year basis to confirm that
17 each year had a similar characteristics and they could be legitimately averaged for
18 analysis.

19
20 The large number of measurements meant that they could not be examined individually,
21 so the Board used two approaches to examine the measurements collectively:

- 22 1. Grouping customers by their annual energy use, and
- 23 2. Grouping customers by the increase in annual cost they experience.

1
2
3
4 Grouped Customer Impact by Annual Energy Use
5

6 In this approach, customers are assigned to a group based on a their annual energy use
7 and the percentage change in cost for the group is examined. While this facilitates
8 consideration of customer size in relation to cost impact, it must be appreciated that each
9 customer in such a group can experience a cost increase that is different from that of the
10 group as a whole.¹ As a consequence, one must look at more than the mean rate increase
11 for the group to fully appreciate the impact on customers in the group.² This method also
12 suffers from the fact that it does not directly indicate how many customers are subjected
13 to a particular cost increase.

14
15 The customer impact using this approach is depicted in Figures G.1 and G.2, for the
16 proposed and approved rates, respectively. The illustrations are limited to customers
17 using up to 60,000 KWh per year. This includes 99.5% of the measurements. Each figure
18 provides three curves. These depict the maximum, average, and minimum annual cost
19 increases borne by the customers in each group. The vertical bars through the average
20 curves represent the dispersion about the centre of the group. Longer bars indicate that

¹ For an extreme example, consider two urban customers, each using 12,000 KWh per year. Both would be in the same group because they have the same annual consumption. Customer A uses their energy evenly throughout the year, 1000 KWh per month, and would pay \$1217.28 per year under the existing rate and \$1316.88 per year under the approved rate, an 8.2% increase. Customer B uses their energy in 1 month, and pays \$1031.70 per year under the existing rate and \$1250.88 under the approved rate, a 21.2% increase.

² The median or middle value of the rate increases for the group and/or the modal or most probable value will generally be better estimates of the groups' characteristics and must be used if the mean deviates appreciably from them. The dispersion of the group about the mean/median must also be examined.

1 customers are widely disbursed between the maximum and minimum curves; shorter bars
2 indicate that the customers are clustered close to the average curves.³

3

4 *Proposed Rate*

5 Figure G.1 indicates that 99.5% of customers would have experienced cost increases
6 ranging from 10.4% to 17.9% under the proposed rate. The dispersion is largest in the
7 range of 10,000 to 20,000 KWh per year consumption, but generally indicates that
8 customers are clustered about the mean, or average, curve. The extreme values can
9 deviate significantly from the average. While the mean increase for customers using
10 10,000 KWh per year is 10.7% (the median is 10.5%), one customer in that group
11 experiences a 16.7% rate increase. Similarly, the mean and median increases for
12 customers using 30,000 KWh per year are 14.7% and 14.6%, respectively, but one
13 customer in that group experiences only a 10.9% rate increase.

14

15 *Approved Rate*

16 Figure G.2 indicates that 99.5% of customers would have experienced cost increases
17 ranging from 0% to 24.3% under the approved rate. The dispersion is largest at 15,000
18 KWh per year consumption and becomes smaller only slowly as customer size increases.
19 This indicates that customers are disbursed more widely about the average than in the
20 proposed rate. The extreme values also deviate significantly from the average. While the
21 mean increase for customers using 10,000 KWh per year is 7.9% (median is 7.7%), one
22 customer in that group experiences a 19.5% rate increase. Similarly, the mean and

³ The error bars represent ± 3 standard deviations.

1 median increases for customers using 30,000 KWh per year are 16.3% and 16.2%,
2 respectively, but one customer in that group experiences only a 7.6% rate increase.
3

4 Grouped Customer Impact by Increase in Annual Cost

5 In this approach, customers are assigned to groups based on the increase in the annual
6 costs they experience and the distribution of increases across all customers is examined.
7 This has the benefit of directly indicating the fraction of customers subject to a given cost
8 increase. It also reveals the dispersion and the nature of deviations between the mean,
9 median and modal values for the rate designs as whole, rather than just sub-groups. The
10 drawback of this approach is that it provides no indication of the customer characteristics
11 that give rise to the cost increase.
12

13 The results of this analysis are provided in Figure G.3. Note the highly skewed
14 distributions for both the proposed and approved rates. This is a good indication the
15 mean rate increase for the class as a whole may be misleading to individual customers.
16 The mean, median, modes and ranges of the distributions are also given in the
17 illustration.
18

19 The proposed rate increase would have resulted in a year-round customer cost increases
20 averaging 12.4%. The median increase under the proposed rate was 12.0%, indicating
21 that half of the customers would have experienced a higher increase than that, and half
22 would have experienced a lower increase. The most likely rate increase that a customer

1 would experience is the mode, 10.6%. Cost increases under the proposed rate ranged
2 from 10.4% to 19.8%.

3
4 The approved rate increase should result in a customer cost increases averaging 10.95%.
5 The median increase under the approved rate should be 10%, with half of the increases
6 being either above or below that value. The most likely rate increase is 7.8%, and the
7 increases range from 0% to 29.6%.

8
9 Figure G.4 presents essentially the same data as Figure G.3, but does so using the
10 cumulative distributions of rate increases. This indicates the fraction of customers that
11 are exposed to a particular range of cost increases. For example, the median is found by
12 moving horizontally from the point marked 50% on the vertical axis until a distribution
13 curves is reached, and then moving vertically down to the horizontal axis. Figure 4 also
14 illustrates that roughly 70% of customers should experience rate increases below 13.5%
15 under either rate design.

16
17 Figure G.5 presents the distributions of cost increases for each fiscal year. Note that the
18 shape of the distribution is constant from year to year. The relatively small variations on
19 a year-over-year basis suggest that the average of all years (Figure G.3) provides a
20 reasonable basis for evaluating the expected impact on customers.

1 *Residential Customer Impact Summary*

2 The impact of the changes in approved residential rate can be summarized as follows:

- 3 • Small customers that use electricity more-or-less uniformly throughout the year
4 will experience the smallest increases in their bills.
- 5 • Large customers with usage that varies significantly over the year will experience
6 the largest increases in their bills.
- 7 • The approved rate should result in lower cost increases than the proposed rate for
8 approximately 70% of customers and higher cost increase for 30% of customers.

1
2
3
4

Table G.1
Number of Residential Service Charges by Fiscal Year

Rate Group Year	Urban		Rural		Seasonal		Total	
	<i>Actual</i>	<i>Residual</i>	<i>Actual</i>	<i>Residual</i>	<i>Actual</i>	<i>Residual</i>	<i>Actual</i>	<i>Residual</i>
2001	1,576,727	4138	1,635,015	1267	210,124	-480	3,421,866	4925
2002	1,593,402	-2478	1,645,479	-69	213,614	521	3,452,495	-2026
2003	1,613,997	-5174	1,655,172	-2176	215,815	233	3,484,984	-7116
2004	1,643,690	1228	1,668,636	-512	217,963	-108	3,530,289	609
2005	1,668,038	2285	1,682,437	1489	220,393	-166	3,570,868	3608
2007	1,712,335		1,704,548		225,537		3,642,420	

5
6

1

2

Table G.2 Residential Energy Sales by Class and Block Size								
Energy Year	Total Residential Sales				1st Block Sales for 1000 KWh block size			
	<i>Energy Fraction - %</i>				<i>Fraction of Energy in 1st Block - %</i>			
	<i>Urban</i>	<i>Rural</i>	<i>Seasonal</i>	<i>Total Energy</i> <i>GWh</i>	<i>Urban</i>	<i>Rural</i>	<i>Seasonal</i>	<i>Total</i>
2001	49.4%	49.6%	1.0%	4,605,484,913	53.7%	57.2%	74.3%	55.6%
2002	49.3%	49.6%	1.1%	4,402,864,095	56.4%	59.5%	74.2%	58.1%
2003	49.8%	49.2%	1.1%	4,929,196,683	51.9%	55.2%	73.6%	53.7%
2004	49.7%	49.2%	1.1%	4,921,322,346	52.8%	55.6%	70.0%	54.4%
2005	49.9%	48.9%	1.2%	4,971,525,321	53.1%	55.9%	70.7%	54.7%
<i>2007</i> <i>Estimates</i>	<i>2,485</i>	<i>2,468</i>	<i>55</i>	<i>5,008</i>	<i>1,330</i>	<i>1,398</i>	<i>40</i>	<i>2,768</i>

3

1
2
3
4

Table G.3
Proof of Revenue from Residential Class for Fiscal Year 2006/2007

Item	Description	Quantity	Price	Amount (millions)
1	Urban Service Charges	1,712,335 cust-mths	\$17.74 per cust-mth	\$30.38
2	Rural and Seasonal Service Charges	1,930,085 cust-mths	\$19.44 per cust-mth	\$37.52
3	1 st Block Energy Sales	2,768,000 MWh	\$92.00 per MWh	\$254.7
4	Run-out Energy Sales	2,240,000 MWh	\$86.00 per MWh	\$192.6
5	Total Revenue from Residential Class			\$515.2

5

Impact of Proposed Rates on 99.5% of Residential Customers

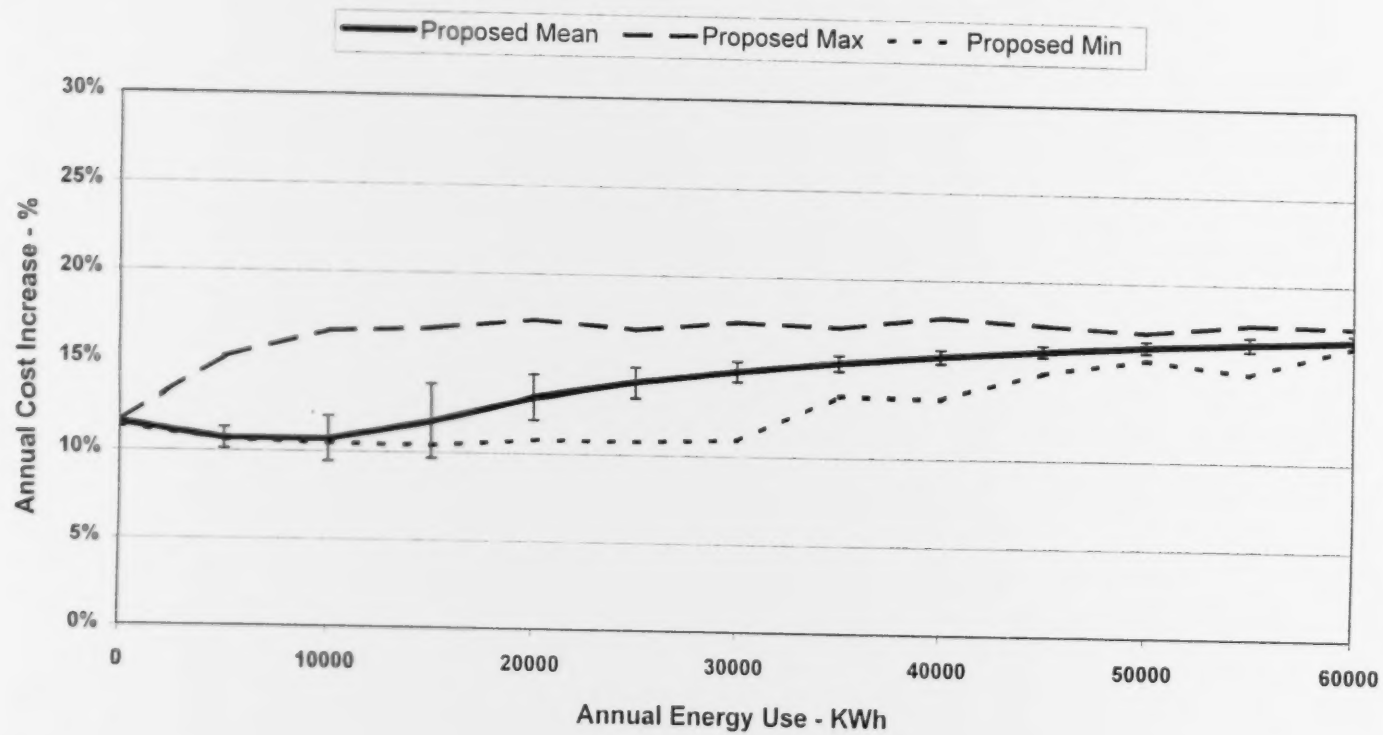
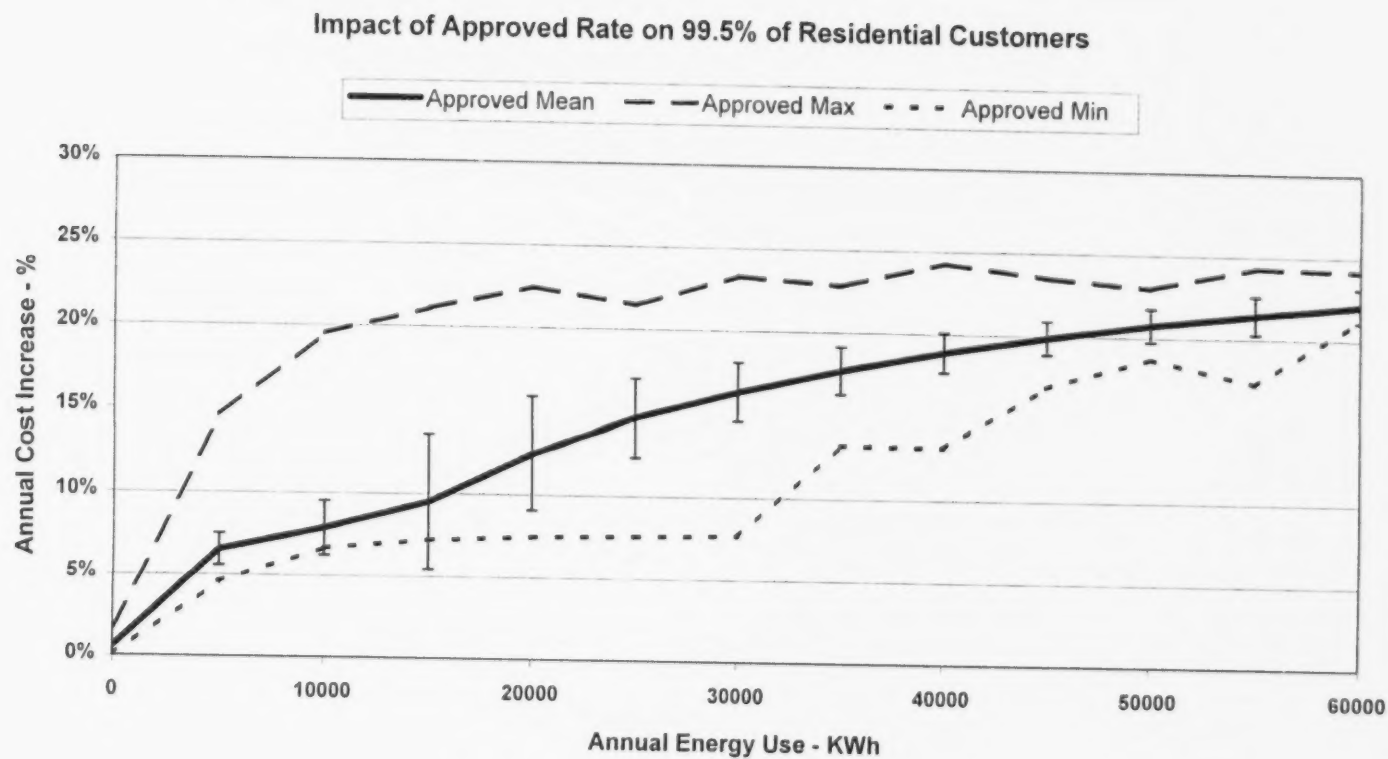


Figure G.1 Illustration of Impact of Proposed Rates Varying by Size of Residential Customer.

1



2

3

Figure G.2 Illustration of Impact of Approved Rates Varying by Size of Residential Customer.

Distribution of Year-round Residential Customer Cost Increases

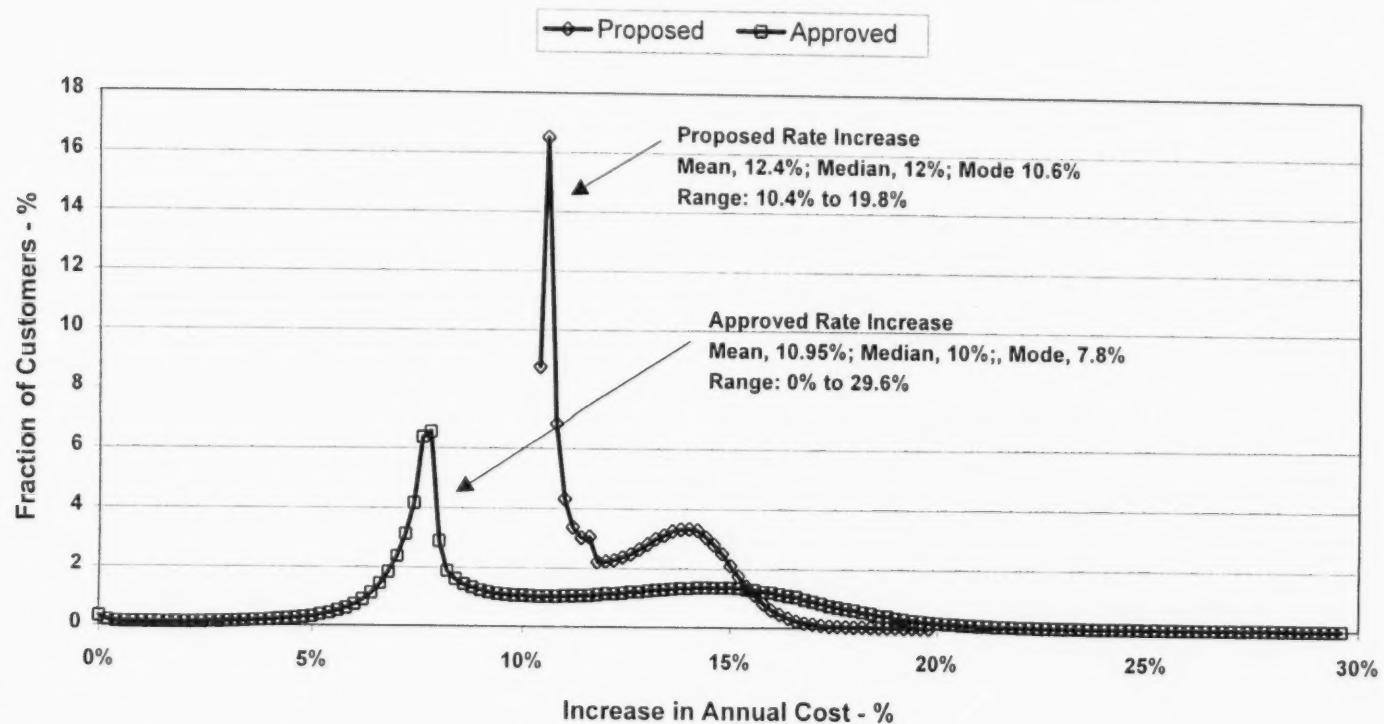


Figure G.3 Distributions of Customer Annual Cost Increases under Proposed and Approved Rates

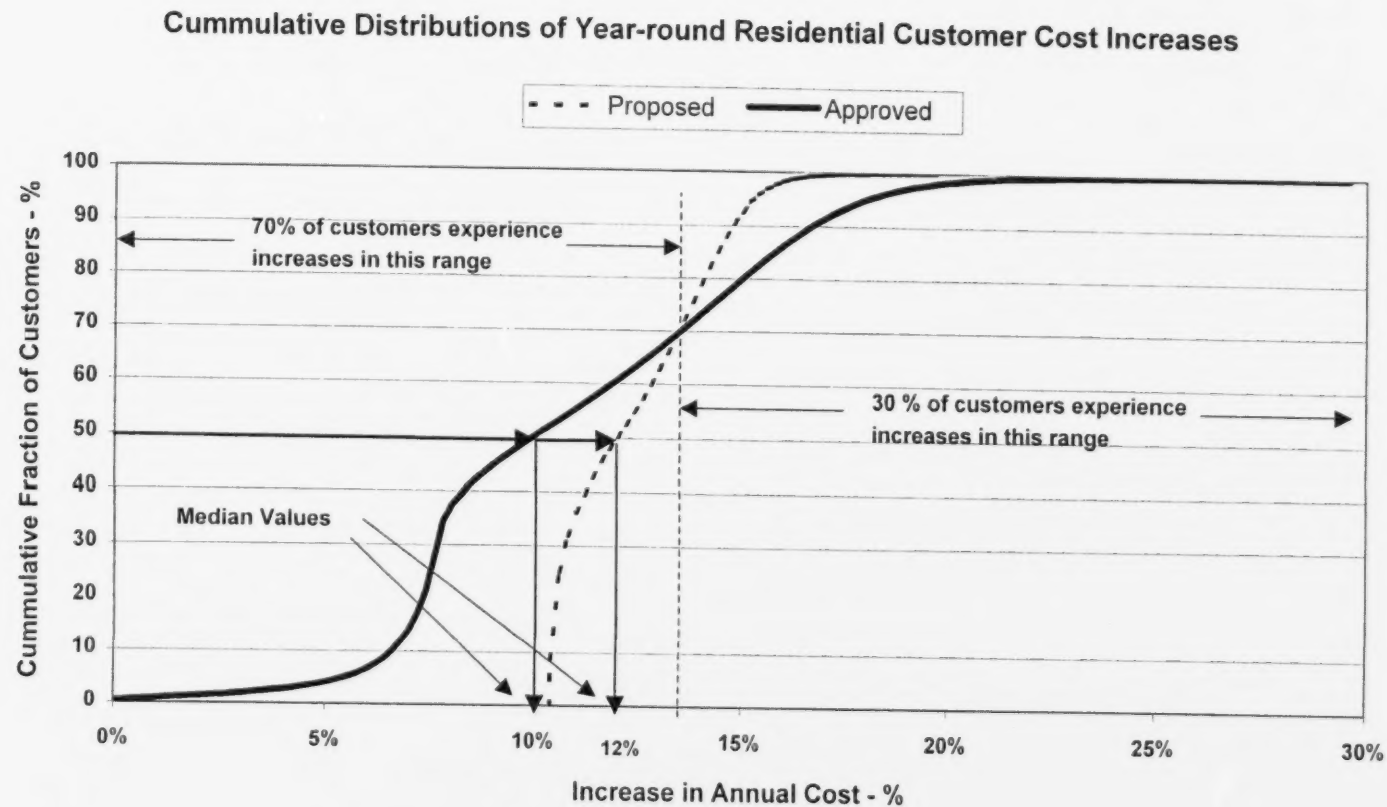


Figure G.4 Cumulative Distributions of Customer Annual Cost Increases under Proposed and Approved Rates

Distributions of Year-round Residential Customer Cost Increases

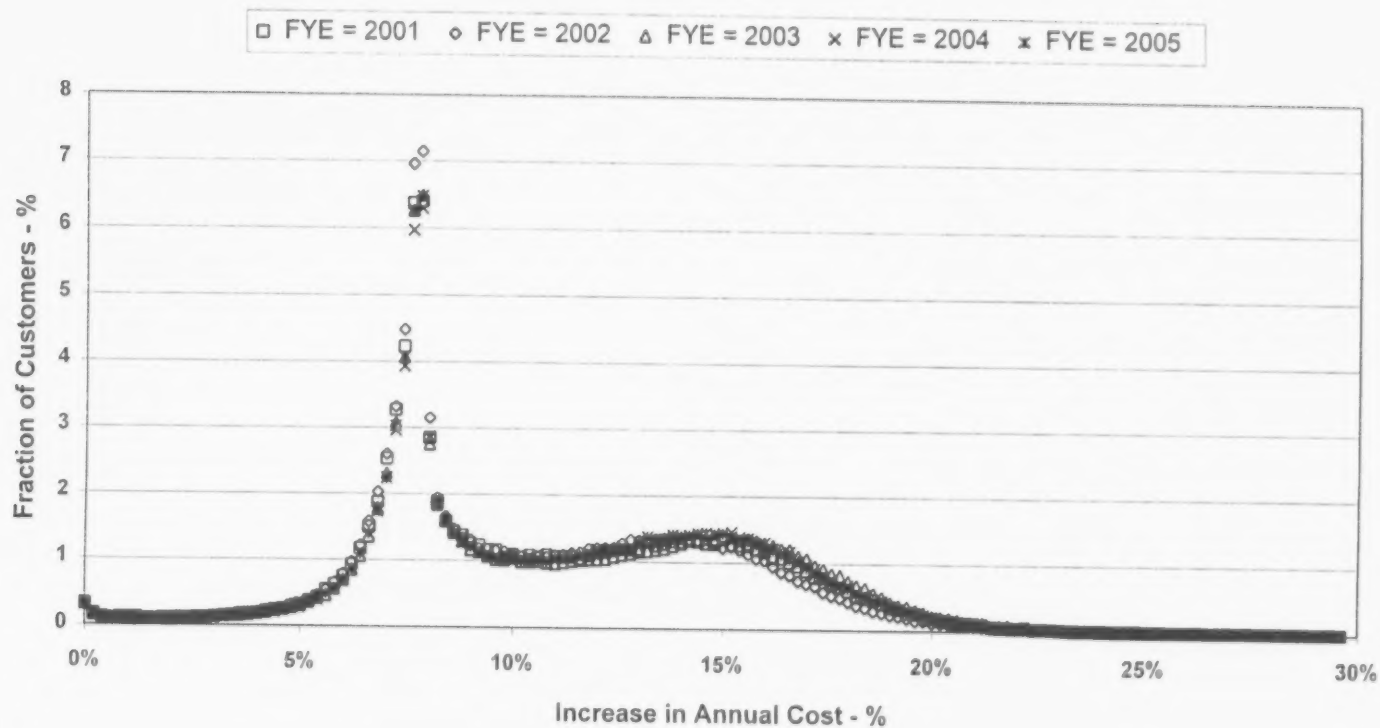


Figure G.5 Distributions of Annual Cost Increases for Year-Round Residential Customers by Year

Appendix H



Seasonal Energy Use Patterns of Disco's Residential Customers for Fiscal Year ending March, 2005

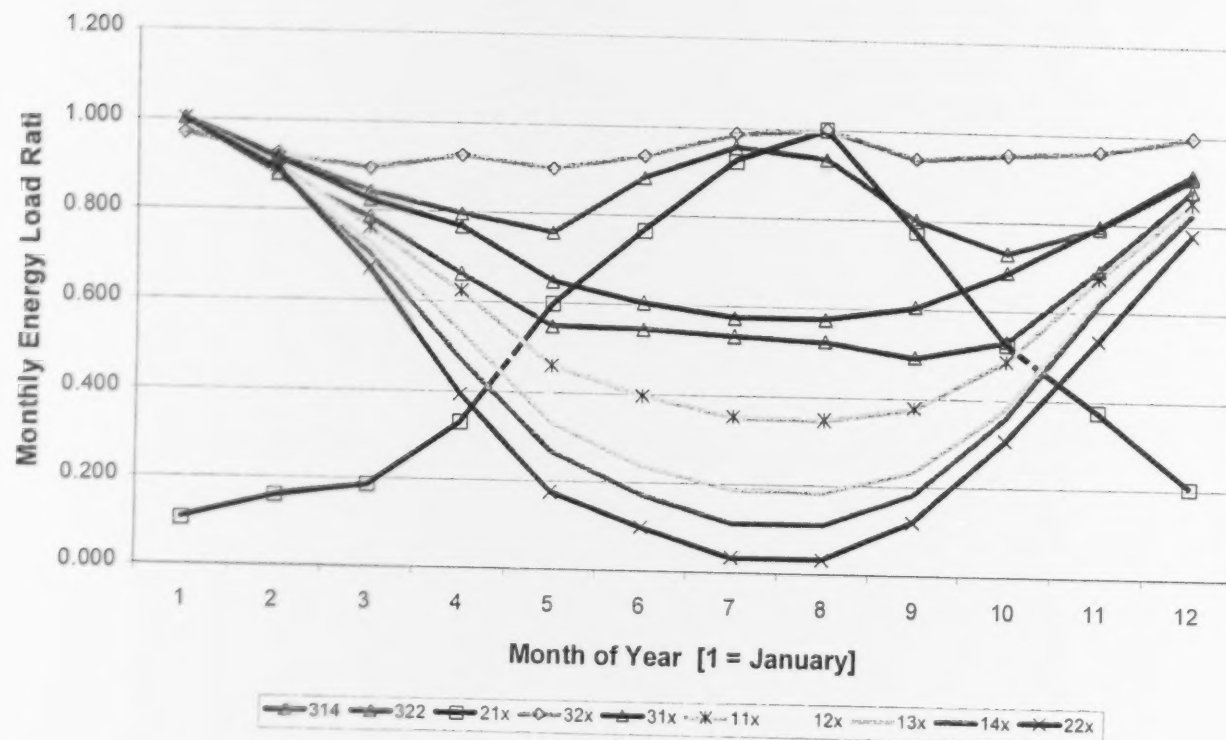
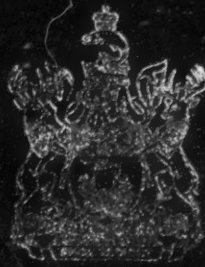


Figure 1 Residential customer seasonal electricity use patterns for fiscal year ending March, 2005



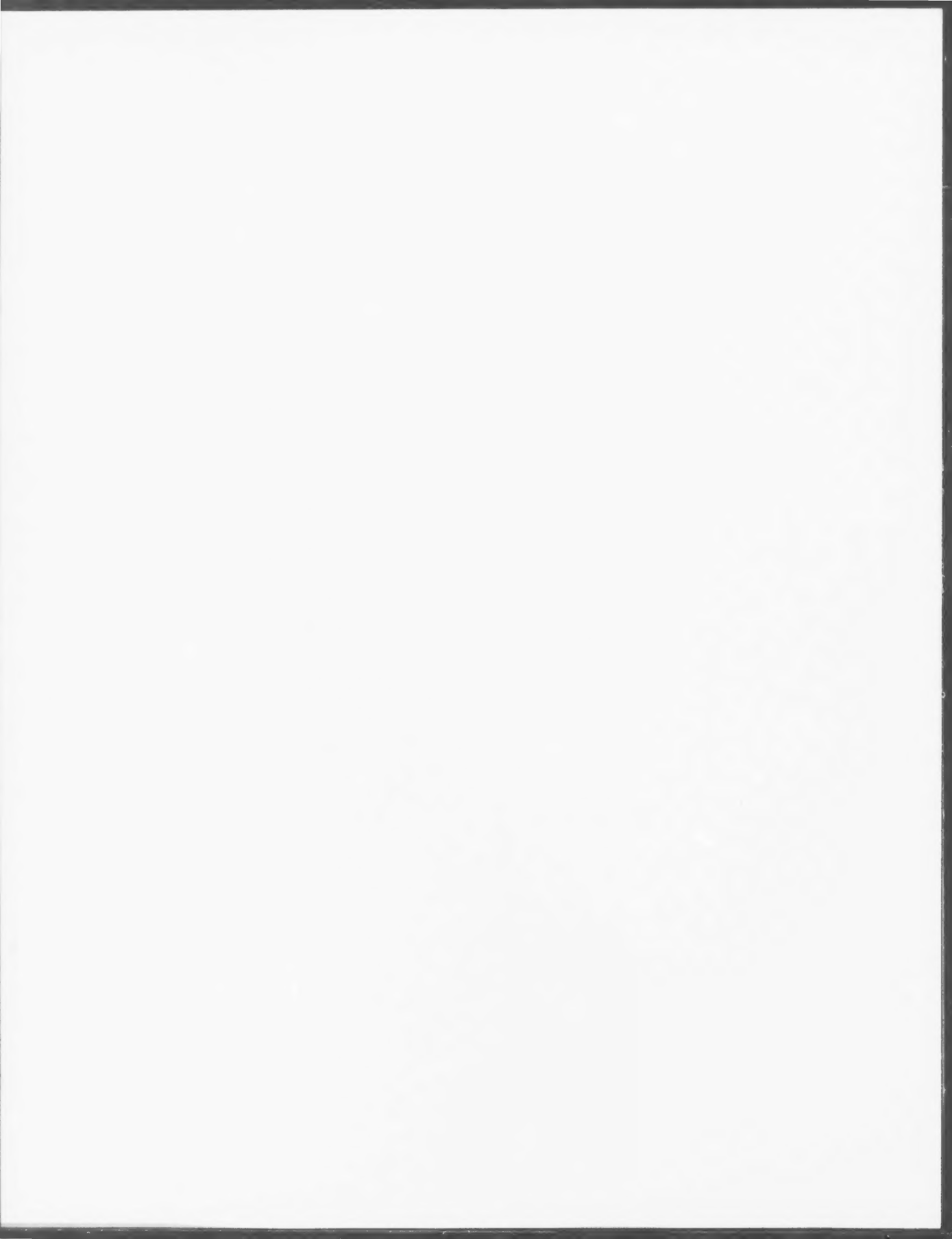


DÉCISION

DANS L'AFFAIRE D'UNE demande relative à
une audience pour étudier **la modification des
frais, des taux et des droits de la Corporation de
distribution et service à la clientèle Énergie NB**

Le 19 juin 2006

COMMISSION DES ENTREPRISES DE SERVICE PUBLIC
NOUVEAU-BRUNSWICK





DÉCISION

DANS L'AFFAIRE D'UNE demande relative à
une audience pour étudier la **modification des
frais, des taux et des droits de la Corporation de
distribution et service à la clientèle Énergie NB**

Le 19 juin 2006

COMMISSION DES ENTREPRISES DE
SERVICE PUBLIC

DU NOUVEAU-BRUNSWICK



1. PARTICIPANTS	3
2. INTRODUCTION	7
Général :	7
Restructuration :	11
3. SOMMAIRE DES QUESTIONS	16
4. BESOIN EN REVENUS ET TAUX POUR 2006/07	30
But de l'audience :	30
Taux d'utilisation des poteaux par une tierce partie :	31
Dépenses inhérentes à l'achat d'énergie :	33
Dépenses de transmission :	33
Dépenses liées aux opérations, à l'entretien et à l'administration :	34
(i) Montant pour 2006/07	34
(ii) Efficacité énergétique et Gestion axée sur la demande	34
(iii) Programmes d'assistance à la clientèle	36
(iv) Pratiques de crédit à l'utilisateur et de recouvrement	37
(v) Système universel de comptabilité	39
(vi) Critères de justification des capitaux	40
Amortissement de l'exercice :	41
Impôt, excluant les paiements en remplacement d'impôts :	41
Intérêt débiteur :	41
Paiements en remplacement d'impôts :	43
Bénéfice net :	47
Besoin en revenus :	50
Ratios revenu-coûts :	51
Conception tarifaire	Error! Bookmark not defined.
Introduction :	54
Taux résidentiels	Error! Bookmark not defined.
Taux actuel	Error! Bookmark not defined.
Taux autorisé	58
Motifs	Error! Bookmark not defined.
Frais de service	60
Taille de la première tranche d'énergie	Error! Bookmark not defined.
Prix de la première et de la dernière tranche	Error! Bookmark not defined.
Taux des catégories Usage général I et Usage général II :	67
Catégorie des petites industries :	68
Catégorie des grandes industries :	68
Ajustement pour l'apport des coûts fixes à partir des ventes d'électricité en surplus/interruptible	69
Catégorie des ventes en gros :	70
Obligations des clients d'électricité en surplus/interruptible :	71
Location des chauffe-eau :	71
Taux d'éclairage non mesuré :	72
Frais de raccordement :	72
Date d'entrée en vigueur :	72
Questions de répartition des coûts :	72
5. COMMENTAIRES / RECOMMANDATIONS:	74

Coûts de l'audience :	74
Résultats d'exploitation d'Énergie NB de 1994 à 2005 :	77
Examen des politiques et de la législation	Error! Bookmark not defined.
L'état du « marché » de l'électricité	80
Application du principe de règles du jeu équitables	83
Ententes d'achat d'énergie électrique et contrats avec les producteurs autonomes	85
Introduction	85
Contrats avec les producteurs autonomes	87
Ventes à l'exportation	Error! Bookmark not defined.
Assurance	91
Coûts associés aux améliorations environnementales	91
L'entente à façon avec Coleson Cove Corporation	92
Ajustement du coût thermique	92
Efficacité de l'appareil	94
Entente de transmission avec Production Énergie NB	95
Allocation d'énergie et allocation de surplus	95
Amélioration du facteur de charge	98
Ajustement des bénéfices d'achat pour les tierces parties	99
Faiblesse des ententes d'achat d'énergie de Pointe Lepreau	100
Paiement de capacité	Error! Bookmark not defined.
Questions légales et législatives :	102
Introduction :	102
Article 156:	103
Frais de sortie :	105
Articles 98 et 99 :	107
Ajustement d'électricité :	107
Dépenses en capital :	113
Modifications législatives recommandées :	114

DANS L'AFFAIRE D'UNE demande en date du 21 mars 2005 relative à une audience pour étudier la modification des frais, des taux et des droits de la Corporation de distribution et de service à la clientèle Énergie NB.

1. PARTICIPANTS

Commission :

David C. Nicholson, président
David S. Nelson, vice-président
C. Randall Bell, commissaire
Patricia LeBlanc-Bird, commissaire
Jacques A. Dumont, commissaire
Kenneth F. Sollows, commissaire
Diana Ferguson Sonier, commissaire
H. Brian Tingley, commissaire

Personnel de la Commission :

Lorraine R. Légère, secrétaire de la
Commission
M. Douglas Goss, conseiller principal
John Lawton, conseiller

Consultants de la Commission :

Peter A. MacNutt, c.r., conseiller juridique
de la Commission
James Easson, C.A., consultant
Andrew Logan, C.A., consultant
John Murphy, consultant
Arthur W. Adelberg, témoin
Steven S. Garwood, témoin

Partie demanderesse :

Corporation de distribution et
service à la clientèle Énergie NB

Sharon MacFarlane, C.A.
Rock Marois
Lori Clark

Blair Kennedy
 Neil Larlee
 Tony O'Hara
 David Hashey, c.r., conseiller juridique
 Terry Morrison, conseiller juridique
 Peter Ruby, conseiller juridique
 Clare Roughneen, conseiller juridique
 Kathleen McShane, consultante
 Daniel Peaco, consultant
 Dr Malcolm Bridger, consultant
 Malcolm R. Ketchum, consultant

Intervenants formels :

Bayside Power L.P.	Christopher Stewart, conseiller juridique
Canadian Broadcasting Corporation et le Telegraph Journal	David Coles, c.r., conseiller juridique
Conseil de la conservation du Nouveau- Brunswick	David Coon
Eastern Wind Power Inc.	Paul Woodhouse Peter MacPhail, conseiller juridique
Enbridge Gas Nouveau-Brunswick Inc.	Andrew Harrington Shelley Black Ruth York David MacDougall, conseiller juridique Dr Alan Rosenberg, consultant
Energy Probe Research Foundation	Rodney J. Gillis, c.r.

Irving Paper Limited	William Dever Andrew Booker
Irving Pulp & Paper Limited	Kevin McCarthy Mark Mosher
J.D. Irving Limited	Wayne Wolfe Thomas Storing
Jolly Farmer Products	Jonathan English
Manufacturiers et Exportateurs du Canada	David Plante Gary Lawson, conseiller juridique
New Brunswick Municipal Electric Utility Association	Richard Burpee, Saint John Energy Eric Marr, Saint John Energy Dana Young, Saint John Energy Charles Martin, Énergie Edmundston Dan Dionne, Perth-Andover Electric Light Raymond Gorman, c.r., conseiller juridique Paula Zarnett, consultante
Parties intéressées	Jan Rowinski Eric Allaby Chris Baker Erik Denis Shawn Graham Stuart Jamieson Roly MacIntyre

Rogers Cable Communications Inc.

Christianne Vaillancourt
Leslie Milton, conseiller juridique
John Armstrong
Clinton Lawrence
Donald Ford, consultant
Dr Roger Ware, consultant

Vibrant Communities Saint John

Tom Gribbons
Kurt Peacock

Intervenants publics :

Peter Hyslop
Carolanne Power
Robert O'Rourke, consultant
Robert D. Knecht, consultant
Donald Barnett, consultant
Dr Kurt Strunk, consultant
Dr Jeff Makholm, consultant

Intervenants informels :

Association des producteurs agricoles du Nouveau-Brunswick
Atlantic Centre for Energy
Conseil canadien des distributeurs en alimentation
Ville de Miramichi
Falconbridge Limited
Flakeboard Company Limited
Corporation de production Énergie NB
Exploitant du réseau du Nouveau-Brunswick
Potash Company of Saskatchewan
Terry Thomas Consulting
UPM-Kymmene Miramichi Inc.

2. INTRODUCTION

Général :

La Corporation de distribution et service à la clientèle Énergie NB a introduit une requête auprès de la Commission des entreprises de service public (la Commission), le 21 mars 2005, pour obtenir une audience afin d'étudier la modification de ses frais, de ses taux et de ses droits. L'article 101 de la *Loi sur l'électricité* (la *Loi*) stipule que Distribution et Service à la clientèle Énergie NB doit demander l'approbation de la Commission pour modifier ses frais, des taux et ses droits lorsque de telles modifications excèdent le montant autorisé par l'article 99 de la *Loi*.

Distribution et Service à la clientèle Énergie NB a demandé que la Commission entende sa requête en deux temps, soit :

Premier temps : Que la Commission rende une ordonnance qui lui permettrait de recouvrer, à une date ultérieure et de manière déterminée par la Commission, le montant excédentaire des coûts de carburant, inclus dans les coûts inhérents à l'achat d'énergie depuis le 1^{er} avril 2005, par le biais de ses frais, de ses taux et de ses droits, tels que déposés actuellement. De plus, la Corporation a demandé l'autorisation de mettre en place un supplément carburant variable.

Deuxième temps : Que la Commission approuve les propositions portant sur les besoins en revenus, la répartition des coûts et la concordance des taux ainsi que les taux, les frais et les droits proposés dans la requête.

La conférence préparatoire à l'audience a débuté le 17 mai 2005. La Commission a accordé le statut d'intervenant à diverses parties. Distribution et Service à la clientèle Énergie NB a demandé à la Commission de statuer sur sa proposition d'entendre la requête en deux temps et sur la procédure de l'audience avant d'établir l'horaire de l'audience.

Diverses parties ont présenté leur argument au sujet de la demande de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB pour un compte d'écart sur le carburant (compte différé) et un supplément carburant variable. Les intervenants avaient reçu instruction de présenter leur communication écrite avant le 24 mai 2005 et Distribution et Service à la clientèle Énergie NB devait soumettre sa réplique avant le 26 mai 2005. La Commission a également entendu les plaidoyers de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB, de New Brunswick Municipal Electrical Utility Association (les entreprises municipales) et de Rogers Cable Communications Inc. (Rogers) sur le pouvoir de la Commission de fixer les frais d'utilisation des poteaux par une tierce partie.

La conférence préparatoire à l'audience a repris le 30 mai 2005 et la Commission a rejeté la demande d'approbation de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB pour un compte d'écart sur le carburant. Un tel compte aurait permis à Distribution et Service à la clientèle Énergie NB de recouvrer la différence entre ses coûts de carburant actuels et le montant prévu pour les coûts de carburant au taux actuel, avant la date d'entrée en vigueur de la décision de la Commission sur cette requête. La Commission a statué que le fait d'approuver l'utilisation d'un compte d'écart aurait pour conséquence, en réalité, d'autoriser une augmentation tarifaire intérimaire et que la *Loi* ne lui en donnait pas le pouvoir. Distribution et Service à la clientèle Énergie NB a demandé un ajournement et l'audience a été remise au 8 juin 2005. Une copie de la décision est incluse à l'annexe A.

Le 6 juin 2005, Distribution et Service à la clientèle Énergie NB informait la Commission par écrit qu'elle augmenterait les taux de 3 pour cent à partir du 7 juillet 2005, en vertu de l'article 99 de la *Loi*. Cette augmentation remplaçait la demande d'autorisation de modification tarifaire pour l'exercice 2005/06 de Distribution et Service à la clientèle

Énergie NB. Distribution et Service à la clientèle Énergie NB a également informé la Commission de son intention d'amender sa requête pour demander une modification de ses frais, de ses taux et de ses droits pour l'exercice 2006/07.

Le 17 avril 2005, Distribution et Service à la clientèle Énergie NB a déposé sa preuve auprès de la Commission sur la répartition des coûts et la conception tarifaire, conformément à l'étape deux. La répartition des coûts et la conception tarifaire est le processus de répartition des coûts d'un service public entre les catégories d'utilisateurs et l'utilisation de ces coûts dans la conception tarifaire. L'horaire a permis de tenir trois rondes d'interrogatoire des intervenants et d'obtenir les réactions de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB. La preuve des intervenants a été déposée le 6 septembre 2005 et l'horaire a permis de tenir une ronde d'interrogatoires et de réactions sur cette preuve.

La conférence préparatoire à l'audience s'est déroulée pendant 10 jours, du 17 mai au 19 septembre, et elle a permis à la Commission d'entendre l'argumentation sur le compte d'écart sur le carburant, sur la confidentialité et sur l'accès à la salle d'audience par les médias. La Commission a rendu une décision le 17 juillet 2005 sur l'accès des médias et sur la confidentialité de l'information, conformément à l'article 133 de la *Loi*. Une copie de la décision est incluse à l'annexe B. L'étape portant sur la répartition des coûts et la conception tarifaire a débuté le 26 septembre 2005.

La Commission a jugé approprié de réviser la prévision de la charge présentée par Distribution et Service à la clientèle Énergie NB pour l'exercice de référence 2006/07 au cours de l'étape portant sur la répartition des coûts et la conception tarifaire. Cette révision s'est tenue le 21 novembre 2005. La Commission a fait connaître sa décision sur la répartition des coûts et la conception tarifaire ainsi que sur la prévision de la charge 2006/07 le 21 décembre 2005. Une copie de cette décision se trouve à l'annexe D.

Distribution et Service à la clientèle Énergie NB a déposé sa preuve sur le besoin en revenus le 10 octobre 2005 et elle a déposé son étude révisée sur la répartition des coûts

selon la catégorie ainsi que sa proposition tarifaire pour 2006/07 le 24 janvier 2006. Une étude sur la répartition des coûts selon la catégorie détermine la répartition des coûts d'un service public parmi les catégories de clients. Les parties ont mené des interrogatoires et ont livré leurs réactions et des jours additionnels pour l'audition des requêtes ont été réservés pour entendre l'argumentation sur la confidentialité des réponses à l'interrogatoire, sur l'applicabilité des réponses à l'interrogatoire et sur diverses questions relatives à la preuve proposée par l'intervenant public. L'intervenant public a déposé sa preuve le 30 janvier et le 17 février 2006.

L'étape portant sur le besoin en revenus a débuté le 6 février 2006. La Commission a tenu une « journée publique » le 3 mars 2006 afin de permettre au public et aux intervenants informels d'effectuer leur présentation orale. Les présentateurs ont traité d'un certain nombre de sujets, incluant les questions suivantes :

1. Le fardeau financier des coûts de l'électricité sur les familles et les entreprises
2. L'absence d'un marché concurrentiel de l'électricité
3. L'appui et le besoin d'une réglementation accrue exercée par la Commission
4. L'appui à un supplément carburant
5. Que Distribution et Service à la clientèle Énergie NB et Production Énergie NB continuent leur progrès dans le but de réduire les coûts d'exploitation
6. Le taux de rendement ne devrait pas être garanti
7. Le fait qu'Énergie NB ait omis de réduire le trop-payé de certaines catégories d'usagers depuis 1988/89.

Les présentations ont permis d'obtenir un aperçu intéressant des effets produits par les coûts de l'électricité sur les gens et les entreprises du Nouveau-Brunswick. La Commission désire remercier toutes les parties qui ont effectué des présentations. Nous incluons ci-dessous une liste des présentateurs.

Daniel Laberge

Stéphane Robichaud

Bowater Maritimes

Fédération canadienne de l'entreprise
indépendante

Mark Arsenaault	Association des produits forestiers du NB
Ted Shannon	Falconbridge
Alex Arsenaault	À titre personnel
Allan Walker	McCains Canada
Allison Brewer	Nouveau parti démocratique du Nouveau-Brunswick
Ashley London	Conseil du crédit du Canada
Christina Payne	À titre personnel
Charles Collins	À titre personnel
Gary Dewitt	UPM-Kymmene Miramichi
John McKay	Ville de Miramichi
Lois Dunfield	Front commun pour la justice sociale
Brenda Dunn	Syndicat canadien des communications, de l'énergie et du papier
Nasir El-Jabi	Université de Moncton
Ellen Creighton	Alliance étudiante du Nouveau-Brunswick
Stan Smith	Ville de St. George
Barry Gallant	Flakeboard
Wendy Osborne	Chambre de commerce du Nouveau-Brunswick
Scott Donnelly	New Brunswick Natural Gas Association
Werner Bock	À titre personnel

Restructuration :

Conformément aux dispositions de la *Loi*, la Société d'énergie du Nouveau-Brunswick (Énergie NB) a effectué une demande de prorogation en vertu de la *Loi sur les corporations commerciales* sous le nom de Corporation de portefeuille Énergie NB (Holdco).

Par la suite, Holdco a créé les filiales d'exploitation suivantes :

Énergie nucléaire NB

Production Énergie NB

Transport Énergie NB

Distribution et Service à la clientèle Énergie NB

De plus, Production Énergie NB détient deux filiales à cent pour cent, Énergie NB Coleson Cove (COLESONCO) et NB Coal Limited (NB Coal). Mme MacFarlane a décrit les objectifs principaux de la restructuration comme étant :

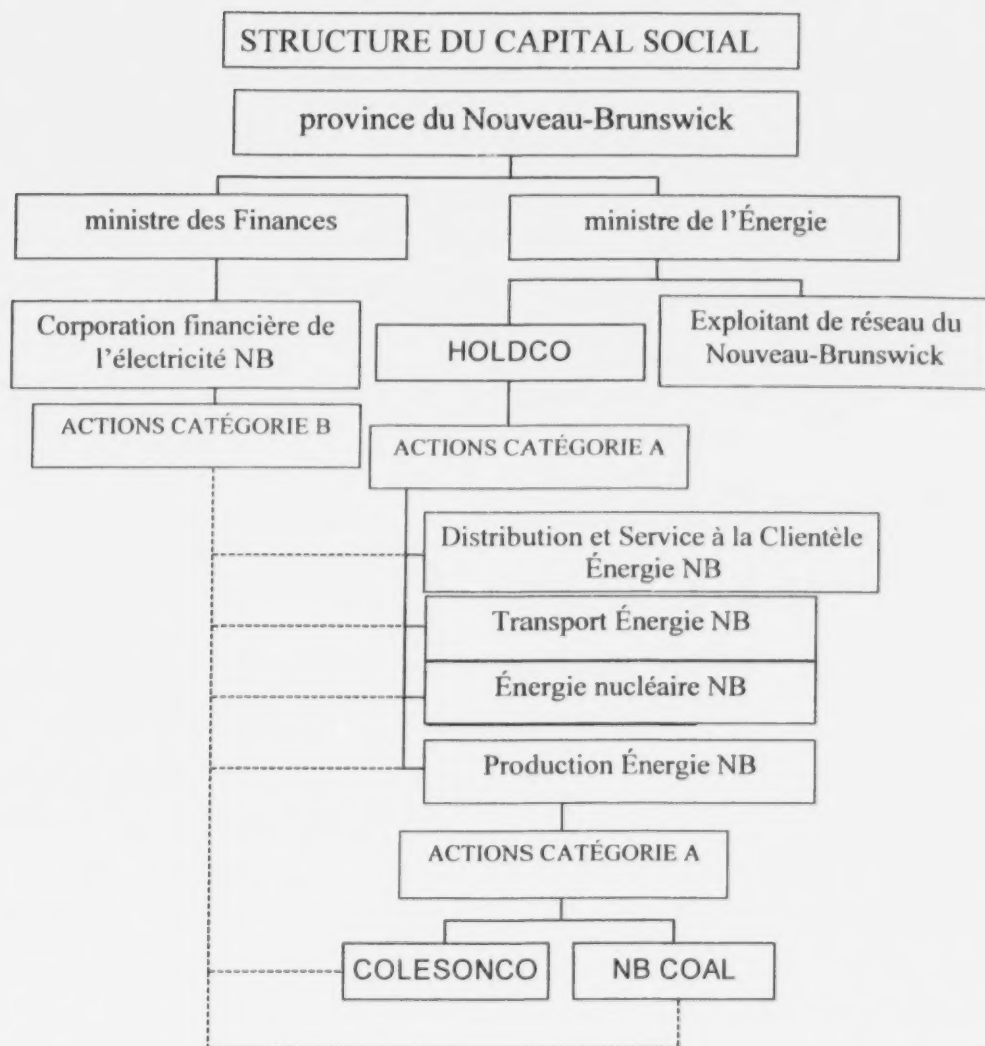
1. Structurer le service public pour lui permettre d'opérer avec des règles du jeu équitables afin de faciliter une transition gérée vers un marché concurrentiel pour l'énergie au Nouveau-Brunswick, et
2. Distribuer le risque associé aux entreprises d'alimentation électrique entre l'actionnaire et le contribuable de façon à refléter les pratiques de l'industrie commerciale.

La *Loi* a également créé deux autres filiales pour faciliter l'atteinte de ses objectifs ;

La Corporation financière de l'électricité du NB

Exploitant de réseau du Nouveau-Brunswick (ERNB)

La province du Nouveau-Brunswick est la seule actionnaire de Holdco qui détient, à son tour, les actions avec droit de vote pour la catégorie A d'Énergie nucléaire NB, de Production Énergie NB, de Transport Énergie NB et de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB, alors que la Corporation financière de l'électricité du NB détient les actions sans droit de vote pour la catégorie B de ces corporations. Cette structure a pour effet de permettre à Holdco de contrôler les quatre corporations d'exploitation et d'être, à son tour, contrôlée par la province par l'entremise du ministre de l'Énergie.



Tout au long de l'audience, les parties ont indiqué que, malgré la restructuration d'Énergie NB, la compagnie opérait encore comme un service public entièrement unifié et qu'un marché concurrentiel d'électricité demeurerait inexistant au Nouveau-Brunswick. Distribution et Service à la clientèle Énergie NB a commenté :

[TRADUCTION] « Nous alléguons qu'en dépit du fait que M. Knecht et le Dr Rosenberg perçoivent Énergie NB comme un service public à intégration verticale, du point de vue du droit, il n'en est rien. Conformément aux articles 3 et 4 de la Loi sur l'électricité, Énergie NB est passée d'un service public à intégration verticale à une société de portefeuille et quatre entités sociales distinctes.

Ces structures ont été créées par la Loi sur l'électricité mais, comme toute autre société par actions du Nouveau-Brunswick, elles sont régies par la Loi sur les corporations commerciales et ont la capacité, les pouvoirs et les privilèges d'une personne réelle. De plus, la Commission des entreprises de service public reconnaît qu'elle ne réglemente ni Production Énergie NB ni Énergie nucléaire NB. » (transcription, p. 2 328)

Le témoin pour Enbridge Gas Nouveau-Brunswick Inc., le Dr Rosenberg, a formulé le commentaire suivant :

[TRADUCTION] « ... Énergie NB est un service public dégroupé de nom seulement. En d'autres mots, cette compagnie ressemble à un service public à intégration verticale. Vous savez, ça ressemble à un canard, ça marche comme un canard, ça cancanne, je crois qu'à toutes fins pratiques il s'agit d'un service public à intégration verticale en dépit de la restructuration. Au moins au moment présent. » (transcription, p. 1 498)

M. Knecht, témoin de l'intervenant public, a soutenu dans son témoignage :

[TRADUCTION] « *À ce moment, j'interprète la restructuration d'Énergie NB comme étant partielle. Bien que la compagnie ait été dégroupée sur le plan structurel, la planification de la production continue d'être effectuée de façon intégrée, la concurrence est inexistante et les ententes d'achat d'énergie ne constituent pas des opérations sans lien de dépendance.* » (Pièce PI-2, p. 12)

M. Booker, représentant JD Irving, a indiqué dans ses conclusions finales :

[TRADUCTION] « *Un thème commun tout au long de l'audience a été la façon dont la structure des groupes d'entreprises d'Énergie NB a été développée en réaction à la Loi sur l'électricité. Nous partageons la frustration d'un bon nombre de personnes dans la salle quant à l'incapacité de reconnaître ce que nous concevons comme étant la majorité des éléments de coûts qui entraînent l'augmentation proposée. Dès le début, JDI a appuyé un marché concurrentiel de l'électricité. Nous avons participé activement au Comité de conception du marché de l'électricité et nous continuons de participer au Comité consultatif du marché de l'électricité.*

Énergie NB a été structurée afin de pouvoir concurrencer dans un marché ouvert et ce marché n'a clairement pas été développé. À l'origine, le marché d'électricité du Nouveau-Brunswick devait se développer au point où les clients désirant un approvisionnement en électricité pourraient conclure une entente avec un des distributeurs. Ces distributeurs, en retour, s'approvisionneraient en électricité à partir des nombreuses compagnies de production. »

[...] « *Aujourd'hui, toutefois, nous nous trouvons en fait devant une situation où une seule compagnie contrôle en réalité la presque totalité des avoirs de production et où un seul distributeur achète la presque totalité de cette électricité pour la vendre aux clients admissibles. Par conséquent, bien qu'un marché*

concurrentiel puisse exister en théorie au Nouveau-Brunswick, la réalité est bien différente. Ce qui en découle, c'est une situation extraordinaire où des ententes d'achat d'énergie sont utilisées pour favoriser un flux des coûts par le truchement d'un service public essentiellement à intégration verticale. En raison de ces inquiétudes, nous recommandons que la Commission suggère des modifications à la Loi sur l'électricité pour permettre au marché d'être restructuré et obtenir la pleine communication de l'information jusqu'à une ouverture réelle du marché. » (transcription, p. 6 057-9)

M. Walker, représentant McCains Canada, a commenté :

[TRADUCTION] *« nous demandons avec insistance qu'en l'absence d'une réelle concurrence dans le secteur de la production, ils soient assujettis à un contrôle que la Commission des entreprises de service public n'est actuellement pas en mesure d'exercer. » (transcription, p. 5 227)*

3. SOMMAIRE DES QUESTIONS

La Commission juge que tous les usagers devraient assumer une portion des coûts communs engendrés pour assurer le service. Toutefois, la Commission rejette les propositions tarifaires particulières présentées par Distribution et Service à la clientèle Énergie NB et Rogers en raison de la nature des données sous-jacentes. Après avoir effectué l'analyse des preuves présentées et des décisions d'autres compétences, la Commission est d'avis qu'un taux annuel de 18 \$ par poteau pour l'année 2006/07 est approprié. (p.32)

La Commission ordonne à Distribution et Service à la clientèle Énergie NB d'effectuer une étude de ses poteaux, de son équipement et des coûts connexes, qui sera utilisée lors d'audiences futures pour réviser les taux d'utilisation des poteaux. Distribution et Service à la clientèle Énergie NB a pour consigne de consulter le personnel de la

Commission, Rogers et les entreprises municipales pour déterminer l'étendue de l'étude. (p.32)

Pour les besoins de cette audience, l'article 156 de la *Loi* oblige la Commission d'accepter toute dépense inhérente aux ententes d'achat d'énergie et nécessaire pour assurer le service. Par conséquent, la Commission doit accepter les dépenses de 1,028 milliards \$ en achat d'électricité pour l'année 2006/07. (p.33)

La Commission apprécie et partage les inquiétudes de M. Hyslop quant au contrôle des dépenses liées aux exploitations, à l'entretien et à l'administration (EEA). Toutefois, aucune preuve précise n'a été présentée pour appuyer la réduction proposée par M. Hyslop. La Commission s'attend que Distribution et Service à la clientèle Énergie NB identifie des façons de réduire les dépenses EEA. La Commission accepte, pour 2006/07, des dépenses EEA de 98,9 millions \$. (p.34)

La Commission considère que Distribution et Service à la clientèle Énergie NB doit mener des études plus poussées sur l'efficacité énergétique et la gestion axée sur la demande (GAD). La Commission ordonne à Distribution et Service à la clientèle Énergie NB d'effectuer une étude de l'efficacité énergétique des services publics canadiens et des programmes GAD incluant les méthodes d'évaluation utilisées pour déterminer les coûts-avantages. Cette étude doit être déposée à la Commission dans les six mois suivant la date de cette décision. (p.35-36)

La Commission est d'avis que la question de la mise sur pied d'un fonds d'arriérés mériterait d'être discutée lors de l'audience portant sur les politiques du service à la clientèle. (p.36)

Distribution et Service à la clientèle Énergie NB a pour consigne d'entreprendre une enquête sur les pratiques actuelles du service public portant sur le crédit à l'usager et le recouvrement. (p.38)

La Commission demandera à Distribution et Service à la clientèle Énergie NB de mettre sur pied un système universel de comptabilité. (p.39)

La Commission ordonne que Distribution et Service à la clientèle Énergie NB élabore un manuel détaillé des critères de justification des capitaux et que ce document soit déposé à la Commission dans les six mois suivant la date de cette décision. (p.40)

La Commission apprécie l'intention de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB de compléter une étude sur ses pratiques d'amortissement et ordonne le dépôt de cette étude à la Commission dans les six mois suivant la date de cette décision.
(p.41)

La Commission est d'avis que la réponse de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB à la mesure législative est insatisfaisante et la Commission ordonne à Distribution et Service à la clientèle Énergie NB de formuler une stratégie qui utiliserait tous les aspects des lois pertinentes de l'impôt sur le revenu afin de minimiser les paiements en remplacement d'impôts. (p.45)

La Commission ne juge pas approprié d'utiliser la méthode des avoirs réalisés pour établir le bénéfice net prévu de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB pour 2006/07. La Commission considère que l'utilisation de la méthode de couverture de l'intérêt est plus appropriée. (p.47)

Le bénéfice net de 14,4 millions \$ proposé par Distribution et Service à la clientèle Énergie NB requiert des recettes avant les intérêts débiteurs de 62,6 millions \$. Ce niveau de revenu, de concert avec le bénéfice net prévu de 39,4 millions \$ produit une couverture de l'intérêt de 1,59x. La Commission considère cette couverture excessive et réduira le besoin en revenu tel qu'expliqué plus loin dans cette décision. (p.47)

Nous croyons qu'en fixant les taux à un niveau permettant au service public, avec le temps, d'obtenir une couverture de l'intérêt de 1,25x, nous lui donnerons éventuellement la possibilité d'augmenter le capital sans garantie gouvernementale. (p.48)

Le principe d'équité nous donne à penser que la cible pour chaque catégorie d'utilisateur devrait être un ratio revenu-coûts de 1:1. En d'autres mots, les recettes de chaque catégorie devraient équivaloir aux coûts permettant de fournir le service à cette catégorie. (p.48)

La Commission a préparé le tableau A pour illustrer les changements nécessaires aux revenus afin d'obtenir une couverture de l'intérêt de 1,25 et un ratio revenu-coûts de 1:1 pour chaque catégorie. (p.48)

Le tableau A montre que l'augmentation requise des recettes serait de 87,7 millions \$ pour la catégorie résidentielle et de 56,7 millions \$ pour la catégorie des grandes industries. La Commission est d'avis qu'une augmentation de cette ampleur en une année est trop draconienne. (p.49)

La Commission se sent obligée de rompre avec les pratiques normales de réglementation pour fixer des taux qui ne reviendraient pas à un ratio de couverture des intérêts recommandé de 1,25x ou qui ne viseraient pas un ratio revenu-coûts de 1:1 pour chaque catégorie d'utilisateurs. (p.50)

La Commission considère qu'il est approprié de viser un ratio de couverture des intérêts de 1,10 pour 2006/07. (p.50)

Le besoin en recettes globales pour 2006/07 autorisé par la Commission est de 1,2887 milliards \$. Ceci représente une augmentation du besoin en recettes globales de 8,8 % par rapport aux recettes prévues selon les taux en vigueur. Le besoin en revenu des principales catégories de clients représente une augmentation de 9,6 % des recettes prévues selon les taux en vigueur. (p.50)

La Commission juge appropriée que chaque catégorie bénéficie d'un ratio revenu-coûts d'au moins 0,95 pour l'année 2006/07. (p.51)

La Commission est d'avis qu'il est également important de diminuer les ratios revenu-coûts pour les catégories ayant des ratios s'élevant de manière significative au-delà de 1,05. (p.51)

La catégorie Usage général II est la catégorie possédant un ratio revenu-coûts plus élevé que 1,05 et qui ne bénéficiera pas d'une diminution tarifaire. Cette catégorie subira une légère augmentation de 5,38 %, ce qui aura pour effet de porter ses taux dans le prolongement de ceux de la catégorie Usage général I. (p.51)

Nous suggérons que Distribution et Service à la clientèle Énergie NB présente une demande d'autorisation des nouveaux taux au début de l'automne pour l'année 2007\08. Si le gouvernement accepte les recommandations de la Commission portant sur les amendements à la loi et présentées ailleurs dans cette décision, la procédure pourrait être abrégée. Cette audience abrégée permettrait à la Commission de rapprocher toutes les catégories de l'unité. Si les changements législatifs recommandés sont acceptés, alors l'audience tarifaire 2008/09 pourrait débiter au cours de l'hiver 2007 et permettre une révision de tous les coûts du service public, incluant ceux de Production Énergie NB et des ententes d'achat d'énergie. À ce moment-là, la Commission rapprocherait en priorité vers l'unité les catégories dont le ratio revenu-coûts s'élève au-delà de 1:05 (p.53)

Le processus de conception tarifaire suppose la sélection d'une structure du taux de base et des valeurs de paramètres et de prix utilisées dans cette structure. (p.54)

La Commission accepte qu'un taux fixe et des frais de service appropriés permettent de mieux rencontrer les objectifs de conception visant à réduire les subsides intra-catégories et à fournir une meilleure information sur les coûts différentiels aux clients. (p.57)

Par conséquent, la Commission autorise un taux résidentiel pour lequel : (p.57-58)

1. Les frais de service demeurent à 17,74 \$ par période de facturation pour les clients résidentiels urbains, et à 19,44 \$ par période de facturation pour les clients résidentiels ruraux et saisonniers ;
2. La taille de la première tranche d'énergie est établie à 1000 KWh par période de facturation ;
3. Le prix de la 1^{ère} tranche est établi à 9,2 ¢ le KWh ; et
4. Le reste ou le prix de la dernière tranche est établi à 8,6 ¢ le KWh.

De l'avis unanime, les deux catégories Usage général I et Usage général II devraient se fusionner avec le temps. La Commission continue de croire qu'il est approprié, à ce moment-ci, de conserver deux catégories séparées d'usage général. La Commission autorise les structures tarifaires suivantes pour les catégories d'usage général. (p.66-67)

Usage général I

Usage général II

Frais de service 20 \$

20 \$

Frais de puissance

1^{er} 20 KW aucun frais

aucun frais

Reste 8,78 \$/KW

Le prix moins élevé entre 5,15 \$/KW
ou 0,02575 \$/KWh

Frais d'électricité

1^{er} 5000 KWh 0,0825 \$/KWh

0,0900 \$/KWh

Reste 0,0725 \$/KWh

0,0825 \$/KWh

Catégorie des petites industries : La Commission autorise les taux suivants (p.67)

Frais de puissance : tous les kW	5,49 \$/KW
Frais d'électricité :	
1 ^{er} 100 KWh/KW	0,1059 \$/KWh
Reste KWh	0,0498 \$/KWh

Taux des grandes industries :

Le besoin en revenus autorisé par la Commission pour la catégorie des grandes industries en 2006/07 représente une augmentation de 15,36 % par rapport aux taux existants, sous réserve d'un ajustement pour l'apport de capitaux à partir des ventes d'électricité en surplus/interruptible. (p.67-68)

Taux de ventes en gros :

Le besoin en revenus autorisé par la Commission dans la catégorie de ventes en gros pour 2006/07 représente une augmentation de 5,69 % par rapport aux taux existants, sous réserve d'un ajustement pour l'apport de capitaux à partir des ventes d'électricité en surplus/interruptible. (p.69)

Location des chauffe-eau :

Le besoin en revenus pour la location de chauffe-eau, tel qu'autorisé par la Commission pour 2006/07, représente une diminution de 16,66 % des recettes qui seraient perçues avec les taux existants. La Commission ordonne à Distribution et Service à la clientèle Énergie NB de réduire ses taux de location de chauffe-eau de 16,66 %. (p.70-71)

Éclairage des rues et éclairage non mesuré :

Le besoin en revenus pour l'éclairage des rues et l'éclairage non mesuré, tel qu'autorisé par la Commission pour 2006/07, représente une diminution de 10,05 % des recettes qui

seraient perçues avec les taux existants. La Commission ordonne à Distribution et Service à la clientèle Énergie NB de réduire les taux de ces services de 10,05 %. (p.71)

Frais de raccordement :

La Commission autorise les frais de raccordement proposés par Distribution et Service à la clientèle Énergie NB. (p.71)

Tous les changements tarifaires approuvés par la Commission dans cette décision entreront en vigueur le 1^{er} août 2006.

La Commission est d'avis que si Distribution et Service à la clientèle Énergie NB adoptait une politique prévoyant une audience régulière devant la Commission et le dépôt d'une information complète et à jour, le temps et les coûts consacrés à la réglementation seraient réduits de façon importante. (p.75-76)

Résultats d'exploitation d'Énergie NB de 1994 à 2005

Les comptes de réserve, nommés « comptes pour les temps difficiles » lors de l'audience, ont été créés, les montants se sont accumulés pendant un bon nombre d'années et ont été approuvés par la Commission. Leur solde s'élevait, au total, à plus de 169 millions \$. Ces comptes ont été fermés et le solde a été utilisé pour réduire les pertes encourues en 1994/95, 1995/96 et 1996/97. Énergie NB a éliminé ces comptes sans demander l'autorisation de cette Commission. (p.76)

La Commission a accumulé les résultats rapportés par Énergie NB et les changements apportés aux comptes réglementaires différés et ces données sont présentées à l'annexe E. (p.77)

L'état du « marché » de l'électricité :

La Commission conclut que :

1. Les conditions requises présentées dans le Livre blanc pour un marché concurrentiel n'ont pas été réunies.
 - a. Le portefeuille de production d'énergie de la société d'électricité d'État n'a pas été fractionné.
 - b. Les interconnexions de transmission de la province avec les marchés voisins n'ont pas été améliorées de manière significative et aucune étude n'a été effectuée pour appuyer la notion que la 2^e ligne de transport assurant une liaison avec la Nouvelle-Angleterre sera suffisante pour permettre un marché concurrentiel au Nouveau-Brunswick.
 - c. Une organisation de transmission régionale (ORT) n'a pas été créée.
 - d. Les contrats avec les producteurs autonomes n'ont pas été acheminés aux sociétés de distribution et ils n'ont pas été restructurés pour allouer les ressources une concurrence dans le marché du Nouveau-Brunswick.
 - e. La vraisemblance que des sociétés de transmission et de production puissent agir de façon indépendante est remise en question en raison de leur Conseil d'administration commun.
2. La structure des ententes d'achat d'énergie confère « un avantage concurrentiel inhérent pour les nouveaux venus » chez Production Énergie NB avec l'exigence que Distribution et Service à la clientèle Énergie NB s'acquitte de tous les coûts fixes de Production Énergie NB.
3. Le régime de réglementation actuel ne protège pas de façon adéquate les intérêts des consommateurs d'électricité du Nouveau-Brunswick, en l'absence d'un marché concurrentiel. Les commissions ont normalement le pouvoir d'enquêter sur les plaintes des clients de monopoles réglementés et d'ordonner les

mesures qui s'imposent. Cette Commission possède un tel pouvoir en ce qui a trait aux services publics de distribution du gaz naturel et de transmission électrique qu'elle réglemente. Un pouvoir semblable ne lui a pas été accordé pour ce qui est de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB et la Commission ne peut initier une révision tarifaire malgré une claire intention politique.

4. Le mécanisme utilisé pour traiter les coûts dits échoués présente un obstacle non nécessaire au développement des marchés. La *Loi* laisse à la seule discrétion de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB la décision de tenir une audience sur les coûts dits échoués. La Commission est incapable d'ordonner une telle audience et les clients de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB ne peuvent initier une audience sans faire part de leur intention de quitter le service standardisé. Les clients ne peuvent déterminer de façon raisonnable s'ils peuvent ou non quitter le service standardisé sans connaître les implications de leur départ sur les coûts dits échoués et ils ne peuvent savoir ce que seront ces coûts à moins d'obtenir une audience. Il s'agit clairement d'un obstacle important et non nécessaire au développement des marchés. (p.79-81)

En fait, Production Énergie NB est un fournisseur non réglementé en électricité qui détient un monopole au Nouveau-Brunswick. (p.83)

La Commission ne trouve aucun fondement dans la loi ou la politique justifiant sa considération de la notion de « règles du jeu équitables » entre différentes sources d'énergie pour fixer les taux d'électricité. (p.83)

Il existe trois ententes d'achat d'énergie entre Distribution et Service à la clientèle Énergie NB et ses filiales d'exploitation.

L'entente à façon avec COLESONCO.

L'entente d'achat d'énergie avec Énergie nucléaire NB.

L'entente de transmission avec Production Énergie NB.

Ces trois ententes comptent à elles seules pour 1,028 milliards de dollars (environ 80 %) des coûts de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB. (p.86)

Bien que ces ententes précisent les coûts de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB, il n'existe aucun mécanisme en place pour s'assurer qu'elles reflètent de façon raisonnable les coûts réels de ces filiales. (p.86)

Les contrats avec les producteurs autonomes sont des contrats prévoyant l'approvisionnement en électricité et en énergie par des producteurs autonomes. L'entente de transmission nécessite que la consommation en carburant de toutes les installations soit estimée selon l'hypothèse de modélisation qui préconise que toutes les installations des producteurs autonomes soient affectées sous réserve de fiabilité impérative. Si toutes les installations des producteurs autonomes n'étaient pas désignées « à fiabilité impérative », le volume de carburant et les estimations des coûts seraient moins élevées et la Commission réduirait le besoin en revenus pour l'exercice de référence. (p.87)

Distribution et Service à la clientèle Énergie NB a déposé des documents confidentiels indiquant que les coûts de carburant seraient considérablement moindres si des unités de gaz naturel étaient affectées selon un ordre de mérite économique. Le bénéfice net de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB dans cette circonstance se traduirait en épargnes d'un montant imposant. (p.89)

Il est important de noter que l'entente de transmission requiert que Distribution et Service à la clientèle Énergie NB s'acquitte des coûts fixes associés aux avoirs de Production Énergie NB. Ce qui veut dire que les risques financiers à long terme associés à la propriété des avoirs de production sont acceptés par Distribution et Service à la clientèle Énergie NB et ses clients. (p.90)

De plus, comme Distribution et Service à la clientèle Énergie NB accepte ce risque, qui est normalement le plus important d'un producteur, il est raisonnable de s'attendre que Distribution et Service à la clientèle Énergie NB obtienne une plus grande part des bénéfices d'exportation que Production Énergie NB. (p.91)

Assurance :

Il semble que les clients de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB acceptent les risques qui auraient dû être acceptés par les investisseurs des usines de production, tel que prévu dans le Livre blanc. (p.91)

La différence entre une capacité de production raisonnablement normale et le droit de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB est l'équivalent d'une capacité de production de quelque 690 MW payée par Distribution et Service à la clientèle Énergie NB mais que Production Énergie NB est libre de vendre sur le marché libre. (p.96)

Distribution et Service à la clientèle Énergie NB est obligée de vendre sa capacité à Production Énergie NB à un prix inférieur à celui demandé par Production Énergie NB à Distribution et Service à la clientèle Énergie NB pour la même capacité. Les clients de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB semblent subventionner Production Énergie NB pour un montant de 6,5 millions \$ pour l'exercice de référence. (p.97)

La Commission note également que les paiements effectués par Distribution et Service à la clientèle Énergie NB à Production Énergie NB sont ajustés à la hausse de façon annuelle pour compenser l'inflation générale, mais qu'aucun de ces ajustements n'est effectué pour les paiements de Production Énergie NB à Distribution et Service à la clientèle Énergie NB. Un tel traitement asymétrique est contre-indiqué. (p.98)

Si Distribution et Service à la clientèle Énergie NB devait réduire sa demande de pointe tout en conservant un niveau constant de ses ventes d'énergie grâce au déplacement de la charge à des taux horaires, il serait raisonnable de s'attendre à ce que Distribution et Service à la clientèle Énergie NB et ses clients bénéficient de cette réduction de la

demande en réduisant la sélection de capacité en vertu de l'entente d'achat d'énergie. Il en résulterait probablement que Distribution et Service à la clientèle Énergie NB paierait le prix de la Nouvelle-Angleterre à Production Énergie NB pour l'écart d'énergie. Une telle désincitation de l'utilisation des avoirs n'est pas dans le meilleur intérêt des clients de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB ou de l'actionnaire à long terme. Cette situation serait également incompatible avec la direction établie dans le Livre blanc du gouvernement. (p.98-99)

L'entente d'achat d'énergie avec Énergie nucléaire NB a été structurée de façon à permettre à Distribution et Service à la clientèle Énergie NB de payer un prix simple, en \$ par MWh, pour l'énergie livrée. Ce prix inclut clairement une compensation pour les coûts fixes et variables. Dans l'éventualité d'un manque à gagner par Énergie nucléaire NB, Production Énergie NB suppléerait à la situation en utilisant la capacité déjà payée par Distribution et Service à la clientèle Énergie NB tout en demandant un prix incluant une provision pour la capacité, ce qui aurait pour effet de gonfler la facture pour la capacité de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB. (p.101)

Les conditions de l'attribution des coûts pour le manque à gagner de Pointe Lepreau semblent être incompatibles avec les objectifs d'intérêt public et soulèvent des doutes raisonnables sur le traitement injuste des clients de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB. (p.102)

La Commission est d'avis que l'article 156 est périmé et qu'il ne possède aucune force exécutoire à l'égard de l'application de la présente décision. (p.104)

La Commission ne peut entreprendre une audience sur les frais de sortie. (p.107)

La production des installations hydroélectriques de Production Énergie NB pendant les huit premiers mois de 2005/2006 était de 655,6 GWh plus élevée que la moyenne puisque le débit d'eau était de façon significative plus élevé que la moyenne. Cette production additionnelle, en huit mois uniquement, était d'environ 25 % plus élevée que la

production annuelle normale de 2654 GWh. La production d'électricité a continué d'être au-dessus de la normale et, au bout de onze mois, cette production additionnelle a donné lieu à un paiement de Production Énergie NB de 21,3 millions \$ à l'endroit de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB, dérivant des coûts différentiels de l'énergie à l'intérieur de la province uniquement. Si les coûts différentiels avaient été calculés à partir de l'énergie la plus dispendieuse de Production Énergie NB, incluant les ventes à l'exportation, le paiement effectué à Distribution et Service à la clientèle Énergie NB aurait été de 71,8 millions \$, soit 50,5 millions \$ additionnels. (p. 109-110)

La Commission, dans sa décision du 22 mai 1991, a conclu que le principe d'ajuster les résultats d'exploitation annuels d'Énergie NB pour compenser la performance d'exploitation des installations nucléaires et électriques était approprié. (p.111)

La Commission considère que l'élimination des comptes de réserve réglementaires, approuvés par celle-ci au début des années 90, sans avoir obtenu son autorisation, est illicite. (p.111)

La Commission est d'avis qu'elle a le pouvoir d'effectuer des ajustements d'électricité ou d'établir des comptes différés pour l'exercice de référence 2006-2007. Toutefois, la Commission a choisi de ne pas exercer ce pouvoir à ce moment-ci. (p.112)

La Commission ordonne à Distribution et Service à la clientèle Énergie NB de déposer une proposition indiquant comment un tel compte pourrait être créé ainsi que les termes et les conditions de son opération. (p.113)

La Commission est préoccupée de ce que la *Loi* ne contienne aucune disposition expresse lui permettant de réviser les dépenses en capital proposées par Distribution et Service à la clientèle Énergie NB. (p.113)

La plupart des personnes qui sont intervenues, de façon formelle ou non, s'entendent pour dire que le groupe d'entreprises d'Énergie NB opère encore de nos jours comme un service public à intégration verticale. (p.115)

La plupart des intervenants ont allégué qu'il n'existe aucun marché d'électricité concurrentiel au Nouveau-Brunswick et ont fait valoir de plus que tant qu'il n'y aura pas de marché concurrentiel, le groupe d'entreprises d'Énergie NB devrait être pleinement réglementé par la Commission. (p.115)

La Commission recommande fortement que le gouvernement procède immédiatement à une révision complète de la *Loi*. Un des objectifs d'une telle révision serait de donner à la Commission des outils normaux de réglementation, incluant un droit de regard général sur les sociétés en exploitation d'Énergie NB. (p.115)

La Commission effectue des recommandations additionnelles particulières à l'égard des amendements à la *Loi*. (p.115)

4. BESOIN EN REVENUS ET TAUX POUR 2006/07

But de l'audience :

Le principal but de l'audience était de déterminer le besoin en revenus pour l'année financière se terminant le 31 mars 2007. Ayant déterminé le besoin en revenus total, la Commission doit par après répartir les recettes parmi toutes les catégories d'usagers pour enfin fixer les taux actuels qui seront imputés à ces usagers.

L'article 156 de la *Loi* empêche la Commission de réviser convenablement un bon nombre des coûts qui composent le besoin en revenus. Nous y reviendrons plus en détail dans cette décision. La Commission doit souligner que des 1,3 milliards \$ proposés comme besoin en revenus par Distribution et Service à la clientèle Énergie NB, elle a été

forcée d'en accepter presque 1,1 milliards \$ comme étant nécessaire, conformément à l'article 156. En d'autres mots, la Commission ne pouvait pas, pour les fins de cette audience, effectuer des ajustements aux coûts représentant plus de 80 % des dépenses totales.

Taux d'utilisation des poteaux par une tierce partie :

Les poteaux représentent une composante essentielle pour la livraison de l'électricité et des communications auprès des résidences et des entreprises du NB. Distribution et Service à la clientèle Énergie NB et Aliant appartiennent et contrôlent conjointement plus de 300 000 poteaux dans la province. Un poteau type d'électricité de 40 pi inclut un espace de 2 pi pour les communications. Les tierces parties qui utilisent cet espace paient des frais de location annuels pour l'utilisation des poteaux. En 1967, Énergie NB concluait une entente d'usage conjoint avec Aliant pour le partage des poteaux. Cette entente a été remplacée en 1996 par une entente auxiliaire afin de tenir compte de l'utilisation des poteaux par une tierce partie. Selon cette entente, Aliant gère l'espace de communication pour les poteaux et impute à Rogers, un câble-opérateur, des frais de 9,60 \$ par poteau.

Le 30 janvier 2004, Distribution et Service à la clientèle Énergie NB présentait un avis de 30 jours à Aliant dans l'intention de résilier l'entente auxiliaire sur l'utilisation des poteaux par une tierce partie. En avril, Distribution et Service à la clientèle Énergie NB informait Rogers qu'elle reprenait le contrôle de la gestion administrative des poteaux et, à partir du 1^{er} mai 2004, facturait Rogers selon un taux augmenté de 18,91 \$. Rogers a reçu un avis que les frais d'utilisation annuels augmenteraient à 23,50 \$ le 1^{er} avril 2005 et à 28,05 \$, le 1^{er} avril 2006. Distribution et Service à la clientèle Énergie NB a demandé une autorisation pour porter les frais annuels à 30,61 \$. Rogers, dans sa preuve, a proposé un taux annuel de 13,26 \$ par poteau.

Rogers a tenté de négocier une entente sur le taux proposé avec Distribution et Service à la clientèle Énergie NB, sans succès. Rogers a demandé et a obtenu le statut

d'intervenant formel dans la présente requête. La Commission a entendu l'argumentation des parties sur son pouvoir de fixer les taux d'utilisation des poteaux par une tierce partie et a jugé, le 27 octobre 2005 qu'il était de son ressort de fixer les taux d'utilisation. Une copie de cette décision se trouve à l'annexe C.

La Commission a soigneusement étudié les preuves détaillées, le témoignage et les conclusions finales des parties. Les deux parties ne s'entendaient pas nécessairement sur l'allocation de l'espace, l'affaissement des lignes, le nombre de poteaux, les coûts structuraux, le contrôle de la végétation et les pertes de productivité.

Après un examen attentif, la Commission a jugé que la qualité et la justesse de l'information financière et opérationnelle utilisée par les parties n'était pas suffisante pour fixer les taux. Par exemple, il existe un écart significatif entre le nombre total de poteaux figurant dans les registres comptables de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB, qui est de 362 089, et le nombre de poteaux figurant dans son système d'information géographique, qui en indique 343 000. Les données d'évaluation de 1964 à 2005 indiquent 339 241 poteaux. Le nombre de poteaux à usage conjoint a été estimé à 291 085 par M. O'Hara. Par contre, le nombre de poteaux utilisés par Distribution et Service à la clientèle Énergie NB pour calculer ses coûts structuraux est de 309 091.

La Commission juge que tous les usagers devraient assumer une portion des coûts communs engendrés pour assurer le service. Toutefois, la Commission rejette les propositions tarifaires particulières présentées par Distribution et Service à la clientèle Énergie NB et Rogers en raison de la nature des données sous-jacentes. Après avoir effectué l'analyse des preuves présentées et des décisions d'autres compétences, la Commission est d'avis qu'un taux annuel de 18 \$ par poteau est approprié pour l'exercice de référence. La Commission ordonne à Distribution et Service à la clientèle Énergie NB d'effectuer une étude de ses poteaux, de son équipement et des coûts connexes, qui sera utilisée lors d'audiences futures pour réviser les taux d'utilisation des poteaux. Distribution et Service à la clientèle Énergie NB a pour consigne de consulter le

personnel de la Commission, Rogers et les entreprises municipales pour déterminer l'étendue de l'étude.

La Commission reconnaît qu'en approuvant ce taux, les revenus de l'utilisation de poteaux seront inférieurs de 1,3 millions \$ comparativement aux prévisions de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB. Ceci aura pour effet de diminuer les prévisions en revenus divers de 23,6 millions \$ à 22,3 millions \$.

Dépenses inhérentes à l'achat d'énergie :

Distribution et Service à la clientèle Énergie NB ne produit aucune électricité et doit se procurer toute l'énergie et la capacité nécessaires au service de sa clientèle. Pour ce faire, il existe diverses ententes d'achat d'énergie. Le coût associé aux ententes d'achat d'énergie pour 2006/07 est estimé à 1,028 milliards \$. Un test de vraisemblance a été effectué par La Capra Associates, un expert indépendant retenu par Distribution et Service à la clientèle Énergie NB. Pour les besoins de cette audience, l'article 156 de la *Loi* oblige la Commission d'accepter toute dépense inhérente aux ententes d'achat d'énergie électrique et nécessaire pour assurer le service. Par conséquent, la Commission doit accepter les dépenses de 1,028 milliards \$ en achat d'électricité pour l'année 2006/07.

Dépenses de transmission :

Distribution et Service à la clientèle Énergie NB prévoit des coûts de services de transmission de 61,6 millions \$ pour l'année 2006/07. Ce coût repose sur les taux inclus dans le Taux d'accès au réseau de transport (OATT), géré par Exploitant de réseau du Nouveau-Brunswick et approuvé par cette Commission. Aucune partie ne s'est objectée à ce coût et la Commission acceptera le coût prévu par Distribution et Service à la clientèle Énergie NB pour 2006/07.

Dépenses liées aux opérations, à l'entretien et à l'administration :

(i) Montant pour 2006/07

La prévision des coûts EEA pour 2006/07 est de 98,9 millions \$. Ce total inclut des dépenses de 27,7 millions \$ découlant des ententes de service avec les compagnies affiliées. L'article 156 stipule que ces dépenses doivent être acceptées comme nécessaires et qu'elles ne sont pas sujettes à un ajustement par la Commission lors de cette audience.

Des 71,2 million \$ restant, les coûts liés à la main-d'œuvre et aux prestations s'élèvent à 48,0 millions \$ soit environ 67 %. Distribution et Service à la clientèle Énergie NB a réduit de 20 % le nombre de ses employés et demeure confiante dans ses prévisions de dépense. Aucune preuve n'a été soumise pour indiquer que le calcul de 48,0 millions \$ a été surévalué.

M. Hyslop a recommandé [TRADUCTION] « *que la Commission réduise la composante des revenus EEA de cinq pour cent ou de 5 millions \$. Ceci servira à tout le moins d'incitation pour accélérer les améliorations en efficience dont on s'est tant targué lors du témoignage...* ». (transcription, p. 6 157)

La Commission apprécie et partage les inquiétudes de M. Hyslop quant au contrôle des dépenses liées aux exploitations, à l'entretien et à l'administration (EEA). Toutefois, aucune preuve précise n'a été présentée pour appuyer la réduction proposée par M. Hyslop. La Commission s'attend que Distribution et Service à la clientèle Énergie NB identifie des façons de réduire les dépenses EEA. La Commission accepte, pour 2006/07, des dépenses EEA de 98,9 millions \$.

Efficacité énergétique et Gestion axée sur la demande

Par efficacité énergétique, nous entendons l'utilisation efficiente de l'énergie par les

consommateurs. La gestion axée sur la demande (GAD) a trait à l'économie d'énergie et aux activités entreprises à la demande d'un programme géré par un service public dans le but de modifier le profil de la charge. Ces activités incluent la planification, la mise en œuvre et le contrôle des activités d'un service public afin d'encourager les consommateurs à modifier leurs habitudes de consommation énergétique, incluant le moment et le niveau de la demande énergétique. Elles ne visent pas des modifications apportées au profil de la charge et à l'énergie dans le cours d'opérations normales dictées par le marché ou pour se conformer aux normes gouvernementales sur l'efficacité énergétique.

Distribution et Service à la clientèle Énergie NB a réduit sa prévision de la charge pour 2006/07 de 82 GWh pour des raisons d'efficacité énergétique et de conservation. Vibrant Communities Saint John (VCSJ) a interrogé Distribution et Service à la clientèle Énergie NB au sujet de ses activités GAD. Il a indiqué que certains services publics du Canada utilisent des programmes GAD conçus pour aider les ménages à faible revenu et il a souligné que la prévision de la charge de Distribution et Service à la clientèle pour la demande résidentielle de 5 008 GWh n'indiquait qu'une diminution de 36 GWh attribuable aux améliorations en efficacité énergétique et au GAD. VCSJ s'est inquiété du fait que Distribution et Service à la clientèle Énergie NB ne comptait que 7 conseillers de l'énergie pour les catégories Usage général et résidentielle, ce qui semblait un nombre insuffisant pour mettre en œuvre un programme GAD efficient.

VCSJ a déclaré qu'il pensait que les frais de paiement tardif n'étaient pas attribuables à des clients négligents mais qu'ils résultaient plutôt d'un retard de paiement des factures de chauffage pendant la saison hivernale, imputable en partie au fait que ces clients demeurent dans de vieilles maisons à mauvais rendement énergétique. Il a recommandé que le revenu tiré des frais de paiement tardif résidentiels soit utilisé pour créer un fonds afin de promouvoir l'efficacité énergétique auprès des ménages à faible revenu. Ce fonds pourrait être développé et géré de concert avec l'Agence d'efficacité et de conservation énergétiques du Nouveau-Brunswick.

La Commission considère que Distribution et Service à la clientèle Énergie NB doit mener des études plus poussées sur l'efficacité énergétique et la gestion axée sur la demande (GAD). La Commission ordonne à Distribution et Service à la clientèle Énergie NB d'effectuer un examen de l'efficacité énergétique des services publics canadiens et des programmes GAD incluant les méthodes d'évaluation utilisées pour déterminer les coûts-avantages. Cet examen doit être déposé à la Commission dans les six mois suivant la date de cette décision.

(iii) Programmes axés sur la clientèle

VCSJ a encouragé Distribution et Service à la clientèle Énergie NB à considérer la création d'un fonds d'arriérés comme mesure active pour appuyer les ménages à faible revenu. Il a noté que l'Armée du Salut gère un programme de ce genre financé par le service public de la Nouvelle-Écosse. Les contribuables à faible revenu présentent une demande d'aide financière auprès de l'organisme caritatif afin de payer leurs factures d'électricité en retard. VCSJ a indiqué que d'autres services publics au Canada offrent également des programmes ou du financement pour aider les clients à faible revenu qui éprouvent des difficultés à payer pour leur consommation d'énergie, en particulier durant les mois d'hiver.

La Commission reconnaît que la création d'un fonds d'arriérés aurait une incidence sur le besoin en revenus de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB pour une année donnée. De plus, un tel fonds nécessiterait le développement de nouvelles politiques sur le service à la clientèle, sur le financement et sur l'administration. La Commission est d'avis que la question de la mise sur pied d'un fonds d'arriérés mériterait d'être discutée lors de l'audience portant sur les politiques du service à la clientèle. Cette audience pourrait également inclure une discussion sur la compétence de la Commission d'ordonner la création d'un tel fonds auprès de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB.

(iv) Pratiques de crédit à l'usager et de recouvrement

Pendant l'année 2004/05, Distribution et Service à la clientèle Énergie NB a envisagé le débranchement de 12 197 comptes d'abonné pour défaut de paiement et a ordonné le débranchement de 5 100 de ces comptes. La même année, Distribution et Service à la clientèle Énergie NB a conclu 106 804 accords financiers, dont la presque totalité était avec des clients résidentiels. En dépit du grand nombre d'accords financiers, Distribution et Service à la clientèle Énergie NB est incapable de déterminer les clients récidivistes qui occasionnent des démarches de paiement et recouvrement.

La preuve indique que 660 000 avis de paiement en souffrance/de débranchement sont envoyés chaque année (environ un avis pour 6 factures émises). Quatre-vingt-dix pour cent de ces avis sont déclenchés par le processus de recouvrement selon des critères tels que (1) l'âge du débiteur, (2) la somme des arriérés, et (3) les antécédents en matière de crédit du client. Pour les clients résidentiels à faible risque, le premier rappel est envoyé 11 jours après la date d'échéance, le second rappel 21 jours après la date d'échéance et un dernier rappel 31 jours après la date d'échéance. Un contact téléphonique est effectué au 41^e jour et le débranchement est prévu au 51^e jour.

Le pourcentage des avis de paiement en souffrance/de débranchement par rapport aux factures envoyés en 2004/05 équivalait à 6 % pour Newfoundland Power et à 16 % pour Nova Scotia Power, alors qu'il s'élevait à 17 % pour Distribution et Service à la clientèle Énergie NB. Bien que les créances douteuses et le nombre d'employés spécialisés en crédit à l'usager et en recouvrement de ces autres services publics ne figurent pas dans cette instance, Distribution et Service à la clientèle Énergie NB devrait être au courant des meilleures pratiques et des pratiques les plus efficaces dans ce secteur.

La Commission est généralement au courant de certaines procédures de crédit à l'usager et de recouvrement utilisées dans d'autres ressorts. Un travail considérable a été effectué en Ontario depuis la mise en place des « Codes de règlement du détail et de système de distribution » par la Commission de l'énergie de l'Ontario (CEO) en février 2004.

La Commission est également consciente que certaines compétences émettent différents « rappels » selon la cote de crédit du client. Par exemple, au Colorado, les clients de Excel Energy bénéficiant d'une « bonne » cote de solvabilité reçoivent une lettre de rappel 33 jours après la date d'échéance, un avis de débranchement le 64^e jour et les procédures de débranchement débutent le 74^e jour. Les clients qui ne bénéficient pas d'une « bonne » cote de solvabilité ne reçoivent aucune lettre de rappel. Ils reçoivent un avis de débranchement le 33^e jour et les procédures de débranchement débutent le 41^e jour.

La Commission se demande s'il est utile d'émettre 660 000 avis de paiement en souffrance/de débranchement si ces avis ne reflètent pas les pratiques régulières du client relatives aux paiements. Ces avis risquent d'exaspérer davantage un bon nombre de clients plutôt que de servir à faire exécuter la politique de crédit. La Commission s'inquiète du fait que Distribution et Service à la clientèle Énergie NB ne possède aucun dossier des versements effectués permettant d'identifier les pratiques habituelles de paiement en souffrance. Cette suggestion permettrait d'évaluer l'efficacité d'instaurer des exigences de dépôt pour les personnes possédant une faible cote de solvabilité de façon continue.

Des initiatives devraient être mises en œuvre pour identifier des façons d'évaluer le niveau de dotation. Des modifications apportées aux politiques et aux procédures de recouvrement pourraient réduire les problèmes de paiement et réduire les coûts associés récupérés à partir des clients.

Distribution et Service à la clientèle Énergie NB a pour consigne d'entreprendre une enquête sur les pratiques actuelles du service public portant sur le crédit à l'utilisateur et le recouvrement. Les résultats de cette enquête doivent être déposés avant l'audience portant sur les politiques et le service à la clientèle. La Commission demande à Distribution et Service à la clientèle Énergie NB de discuter de cette question avec le personnel de la Commission avant d'entreprendre cette enquête.

(v) Système universel de comptabilité

Un système universel de comptabilité est un système permettant de classer et de communiquer les renseignements utilisés dans la préparation des rapports financiers et d'exploitation. De tels systèmes permettent d'inclure des définitions de base, des descriptions comptables et opérationnelles et des instructions. Ils offrent une méthode normative ou universelle de classement et de communication de l'information et ont été développés par l'industrie et les organismes de réglementation.

Un système universel de comptabilité est la base permettant d'obtenir de l'information de qualité à des fins d'étalonnage compétitif d'une année sur l'autre ou entre les services publics. Il fournit de l'information classée dans des comptes clairement définis, transparente pour tous les utilisateurs et qui ne peut être modifiée sans l'approbation de l'organisme de réglementation. Dans plusieurs compétences, des systèmes universels de comptabilité ont été développés et doivent être utilisés par les services publics d'électricité, de gaz naturel, d'hydroélectricité et d'égouts. Au Canada, l'Alberta et l'Ontario ont toutes deux adopté un système universel de comptabilité pour les secteurs de l'électricité et du gaz naturel.

La Commission croit que les parties auraient été mieux servies avec un système universel de comptabilité. La Commission est consciente que l'Association canadienne de l'électricité développe avec ses membres un système universel de comptabilité à leur intention. La Commission demandera à Distribution et Service à la clientèle Énergie NB de mettre sur pied un système universel de comptabilité. Elle ordonne à Distribution et Service à la clientèle Énergie NB de travailler avec le personnel de la Commission afin de proposer un système universel de comptabilité approprié et un échéancier de mise en œuvre.

Critères de justification des capitaux

La majorité du travail de « Distribution » ne se prête pas à une analyse coût-avantage individuelle puisqu'il s'agit généralement d'un grand volume avec une petite valeur monétaire et sans aucun ajout proposé supérieur à 250 000 \$. Mme MacFarlane a confirmé que 90 % de l'investissement des rubriques fiabilité des avoirs et croissance locale ne fait pas l'objet d'une analyse financière incorporant le coût du capital. Mme MacFarlane a également indiqué que le Conseil d'administration de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB n'est pas satisfait du niveau de rigueur actuel à l'égard des décisions sur la justification des capitaux et qu'il a demandé que le processus soit modifié avant la préparation du budget 2007/08.

La réplique de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB (PUB) IR-229 montre que plus de 2 800 \$ pourrait être épargné en effectuant le remplacement immédiat de quatre véhicules. Toutefois, l'audience a permis d'identifier que l'analyse ne tenait pas compte du coût du capital dans l'acquisition des nouveaux véhicules. En ajoutant ce coût financier, un remplacement immédiat ne serait pas économique. M. Marois a entrepris une enquête afin de connaître les raisons pour lesquelles l'analyse n'est pas prise en compte dans les coûts financiers.

La Commission s'inquiète du fait que quelque chose d'aussi fondamental que le coût du capital ne soit pas inclus dans les analyses financières. Cette situation suscite une interrogation à savoir dans quelle mesure les bonnes pratiques de gestion font également défaut dans d'autres domaines, ce qui pourrait augmenter les coûts pour les consommateurs.

La Commission reconnaît qu'il n'est pas normal d'effectuer une analyse financière individuelle pour un bon nombre d'avoirs de distribution. Toutefois, ces investissements représentent 30 millions \$ pour 2006/07. La Commission est d'avis que les évaluations

financières pour les « types » d'investissement répétitif devraient être documentées sur une base périodique. Cette procédure devrait faire partie d'un manuel corporatif détaillé sur « les critères de justification des capitaux », qui fournirait une source unique d'information sur l'analyse financière pour toutes les dépenses en capital.

La Commission ordonne que Distribution et Service à la clientèle Énergie NB élabore un manuel détaillé des critères de justification des capitaux et que ce document soit déposé à la Commission dans les six mois suivant la date de cette décision.

Amortissement de l'exercice :

Distribution et Service à la clientèle Énergie NB prévoit un amortissement de l'exercice pour 2006/07 de 43,4 millions \$. Aucune partie n'a soulevé d'objection et la Commission accepte ce montant pour 2006/07. La Commission a retenu les services de M. Kennedy, un expert en amortissement, qui a relevé diverses situations où la démarche de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB diffère de celle employée par la majorité des services publics en Amérique du Nord. Distribution et Service à la clientèle Énergie NB reconnaît que des améliorations pourraient être apportées et accepte d'entreprendre une étude sur cette question. La Commission apprécie l'intention de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB de compléter une étude sur ses pratiques d'amortissement et ordonne le dépôt de cette étude à la Commission dans les six mois suivant la date de cette décision.

Impôt, excluant les paiements en remplacement d'impôts

L'impôt, excluant les paiements en remplacement d'impôts, était estimé à 13,4 millions \$ pour 2006/07. Aucune objection n'a été soulevée et la Commission accepte ce montant.

Intérêt débiteur :

Le 1^{er} octobre 2004, Holdco a transféré à ses filiales actives les avoirs nets et les avoirs

de l'entreprise des unités fonctionnelles exploitant la centrale nucléaire de Pointe Lepreau (Énergie Nucléaire NB), des autres installations productrices d'énergie (Production Énergie NB), les avoirs de transmission de haute tension (Transport Énergie NB) et les opérations liées à la distribution et au service à la clientèle (Distribution et Service à la clientèle Énergie NB). Mis à part Transport Énergie NB, les transferts ont eu lieu selon la valeur enregistrée de l'actif net des unités fonctionnelles en échange de notes promissaires émises à l'intention de Holco et de valeur égale aux avoirs nets transférés. Pour ce qui est de Transport Énergie NB, les transferts ont été effectués selon la valeur enregistrée des actifs nets des unités fonctionnelles en échange de notes promissaires émises à l'intention de Holdco et de valeur égale aux avoirs nets transférés. Dans le cas de Transport Énergie NB, des actions sans droit de vote pour la catégorie B d'une valeur de 140 millions \$ ont été émises au nom de Holdco ainsi que des notes promissaires pour le restant de la valeur des actifs nets.

La Corporation financière de l'électricité du NB est une corporation de la Couronne qui rend compte au ministre des Finances. Le 1^{er} octobre, Holdco a transféré à la Corporation financière de l'électricité du NB toutes les notes promissaires reçues de ses filiales ainsi que les actions sans droit de vote pour la catégorie B de Transport Énergie NB en échange de la prise en charge de toutes les créances de Holdco par la province. Au moment de la restructuration, Énergie NB avait accumulé un déficit de 187 millions \$. Le déficit a été éliminé par la Corporation financière de l'électricité du NB grâce à l'émission au nom de Holdco d'un surplus d'apport pour la valeur de ce montant.

Ces opérations ont pour effet de permettre à Distribution et Service à la clientèle Énergie NB d'effectuer le retrait des créances de la province d'une valeur de 661 millions \$ encourues au 30 septembre 2004. Le total des créances à cette date était de plus de 3,5 milliards \$, présentées à l'audience sous le vocable « dette de succession ».

Distribution et Service à la clientèle Énergie NB effectue des versements d'intérêt sur cette dette auprès de la Corporation financière de l'électricité du NB, conformément aux modalités du titre de créance sous-jacent. Ces versements figurent comme dépenses dans

la déclaration du revenu et font partie du besoin en revenus proposé par Distribution et Service à la clientèle Énergie NB pour 2006/07.

Distribution et Service à la clientèle Énergie NB effectue également des versements sur le principal auprès de la Corporation financière de l'électricité du NB, tel que requis. Ces versements ne constituent pas une dépense dans la déclaration du revenu et ne sont pas inclus dans le besoin en revenus de 2006/07. Chaque année, Distribution et Service à la clientèle Énergie NB paie à la Corporation financière de l'électricité du NB 1 % du montant principal original pour chaque obligation non garantie. Lorsque chaque obligation arrivera à terme, Distribution et Service à la clientèle Énergie NB effectuera un paiement pour le montant restant du principal. Ces paiements seront financés en argent comptant à partir des opérations ou en émettant de nouvelles créances.

La Commission croit que la province a l'intention de demander à Distribution et Service à la clientèle Énergie NB de remplacer sa part de la dette de succession garantie par la province par une dette garantie par Distribution et Service à la clientèle Énergie NB. Ce remplacement d'une garantie par une autre n'aura que peu d'effet ou aucun effet sur le besoin en revenus de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB.

Distribution et Service à la clientèle Énergie NB a prévu un montant de 39,4 millions \$ en intérêt débiteur pour 2006/07. Il s'agit de la somme des versements d'intérêt sur la dette active de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB pour lui permettre de financer son entreprise en 2006/07. La Commission accorde ce montant.

Paievements en remplacement d'impôts :

La Loi inclut les dispositions suivantes :

37(1) Pendant la période où le paragraphe 149(1) de la Loi de l'impôt sur le revenu (Canada) l'exonère d'un impôt prévu par cette loi, la Corporation ou une de ses filiales constituées en corporation en vertu du paragraphe 4(1) verse à la

Corporation financière, à l'égard de chaque année d'imposition, une somme égale à l'impôt qu'elle serait tenue de payer aux termes de cette loi si elle n'en était pas exonérée.

37(2) Pendant la période où le paragraphe 10(1) de la Loi de l'impôt sur le revenu du Nouveau-Brunswick l'exonère d'un impôt prévu par cette loi, la Corporation ou une ses filiales constituées en corporation en vertu du paragraphe 4(1) verse à la Corporation financière, à l'égard de chaque année d'imposition, une somme égale à l'impôt qu'elle serait tenue de payer aux termes de cette loi si elle n'en était pas exonérée.

Les définitions de la *Loi* indiquent que le terme « Corporation » signifie la Corporation de portefeuille Énergie Nouveau-Brunswick, prorogée sous le régime de la *Loi sur les corporations commerciales* sous le nom de Holdco. Distribution et Service à la clientèle Énergie NB est une filiale de Holdco et, par conséquent, est sujette aux paiements en remplacement d'impôts.

Les articles 37(1) et 37(2) ci-dessus stipulent clairement qu'une compagnie affiliée doit payer un montant égal à celui qu'elle aurait été tenu de payer aux termes des lois pertinentes sur l'impôt si elle n'en avait pas été exemptée.

La note 3j des états financiers au 31 mars 2005 de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB stipule :

« La Corporation doit effectuer des paiements spéciaux en remplacement d'impôt à l'endroit de la Corporation financière de l'électricité du NB. Les paiements totaux en remplacement d'impôt se composent :

- D'un élément constitutif de l'impôt sur le revenu basé sur le **résultat comptable net** multiplié par un taux de 35,12%. [c'est nous qui soulignons].*

- *D'un élément constitutif de l'impôt sur le capital basé sur les règles fiscales des grandes sociétés contenues dans les lois provinciale et fédérale sur l'impôt. »*

L'adoption de cette convention comptable n'est pas conforme à la méthode de calcul requise par la *Loi*.

Distribution et Service à la clientèle Énergie NB a calculé les paiements en remplacement d'impôt à partir du revenu comptable et non du revenu imposable.

Pendant l'interrogatoire mené par M. MacNutt au sujet du calcul des paiements en remplacement d'impôt, Mme MacFarlane a affirmé ce qui suit :

[TRADUCTION] « Dans la pièce A-50 sous la preuve directe de Lori Clark, à l'onglet 4, ce qui constitue en fait mon témoignage à la page 7 ... les lignes 7 à 12 traitent de calcul, illustrant les taux implicites déterminés par la *Loi* de l'impôt sur le revenu et les calculs. Le calcul est effectué à partir du revenu comptable et il n'existe aucune réduction de valeur pour des différences temporaires d'actifs entre ce qui pourrait être une déduction pour amortissement, ou la fraction non amortie du coût en capital de la *Loi* de l'impôt sur le revenu, et la valeur comptable des actifs. »

Il y avait un IR qui traitait de cette question, PI IR-19 et 55. Et ceci constituait une mesure acceptée par la Corporation financière de l'électricité afin d'éviter des frais juridiques et comptables associés à la mise sur pied et au double repérage de la valeur des actifs et du coût d'établir la valeur fiscale initiale, ce qui nécessiterait une décision de l'Agence du revenu du Canada. Alors, l'impôt est calculé à partir du revenu comptable et c'est ce montant qui est remis à la Corporation financière de l'électricité.

En passant, nous nous sommes renseignés auprès de Deloitte et Touche au sujet de la nature et des coûts associés au repérage des valeurs d'actifs séparées. On nous a informés qu'il faudrait trois ou quatre comptables, peut-être des adjoints spécialisés en impôt au sein de notre section juridique, et qu'il y aurait des frais annuels de consultation externe qui seraient très dispendieux. Il y aurait des coûts de système très dispendieux associés à la mise en place de dossiers permettant le repérage du coût des biens imposables. » (transcription, p. 3 759-60)

La Commission note qu'il existe d'autres dispositions dans les lois provinciale et fédérale sur l'impôt, en plus des différences temporaires liées à l'immobilisation, qui mériteraient d'être étudiées en déterminant le montant actuel de taxe que Distribution et Service à la clientèle devrait payer, conformément à l'article 37 de la *Loi*. De telles dispositions pourraient avoir un effet important sur le calcul de taxes spéciales en remplacement d'impôts et, par conséquent sur les mouvements de trésorerie de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB.

Selon la Commission, la réaction de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB à la mesure législative est insatisfaisante pour les raisons suivantes :

- a) La *Loi* est claire en ce qui a trait aux calculs requis des paiements en remplacement d'impôt.
- b) En vertu de la *Loi*, la Commission possède un pouvoir de réglementation sur Distribution et Service à la clientèle Énergie NB et elle aurait dû être informée des difficultés éprouvées à cet égard ; elle aurait pu ainsi rendre une décision avant l'audience.
- c) La plus grande difficulté dans cette question semble porter sur la valeur des actifs enregistrés aux fins de l'impôt sur le revenu. La Commission est d'avis que la valeur comptable des actifs transférés à Distribution et Service à la clientèle Énergie NB aurait constitué une base acceptable pour calculer la déduction pour amortissement et elle serait prête à en décider ainsi.

d) La Commission considère que le coût de calcul des paiements spéciaux selon cette décision n'aurait été moins onéreux que celui indiqué par Mme MacFarlane dans son témoignage.

e) Les compagnies qui opèrent au sein d'un marché concurrentiel et qui sont sujettes à l'impôt sur le revenu font tout en leur possible pour minimiser leur montant total de taxe à payer. La Commission ordonne à Distribution et Service à la clientèle Énergie NB de formuler une stratégie qui utiliserait tous les aspects des lois pertinentes de l'impôt sur le revenu afin de minimiser les paiements en remplacement d'impôts.

Bénéfice net :

Distribution et Service à la clientèle Énergie NB prévoit un revenu net de 14,4 million \$ pour 2006/07. Ce montant se fonde en fait sur deux hypothèses principales. La première hypothèse était une structure financière composée de 57,5 % de dettes et de 42,5 % de valeur nette. La seconde hypothèse était un rendement des capitaux de 10 %.

La preuve a clairement indiqué que, pour 2006/07, la seule valeur nette que Distribution et Service à la clientèle Énergie NB pourrait avoir serait les bénéfices non répartis générés par la fin de l'année financière 2005/06. Il n'y avait aucune prévision quant à la contribution du capital-actions en 2006/07 et Distribution et Service à la clientèle Énergie NB n'a pas demandé de structure financière présumée pour 2006/07.

Par conséquent, la Commission ne juge pas approprié d'utiliser la méthode des avoirs réalisés pour établir le bénéfice net prévu de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB pour 2006/07. La Commission considère que l'utilisation de la méthode de couverture de l'intérêt est plus appropriée.

Dans sa décision du 22 mai 1991, la Commission a indiqué que le ratio le plus important pour Énergie NB était le ratio de couverture de l'intérêt. De plus, elle considérait qu'il

était approprié pour Énergie NB de viser un ratio de couverture de 1,25x et que ce ratio serait conséquent avec celui des autres services publics canadiens.

Le bénéfice net de 14,4 millions \$ proposé par Distribution et Service à la clientèle Énergie NB requiert des recettes avant les intérêts débiteurs de 62,6 millions \$. Ce niveau de revenu, de concert avec le bénéfice net prévu de 39,4 millions \$ produit une couverture de l'intérêt de 1,59x. La Commission considère cette couverture excessive et réduira le besoin en revenu tel qu'expliqué à la page suivante.

Cette Commission possède, tout comme chaque organisme réglementaire qui fixe les taux, une double responsabilité. En premier lieu, elle doit fixer des taux justes et raisonnables qui sont légitimes et équitables pour tous les usagers du service public. En second lieu, elle doit permettre au service public de bénéficier d'un rendement du capital investi lui permettant d'attirer des capitaux et, par conséquent, de continuer à offrir le service dont il détient le monopole.

Nous croyons qu'en fixant les taux à un niveau permettant au service public, avec le temps, d'obtenir une couverture de l'intérêt de 1,25x, nous lui donnerons éventuellement la possibilité d'augmenter le capital sans garantie gouvernementale. Un ratio de couverture de l'intérêt de 1,25 pour 2006/07 nécessite un besoin en revenus total de 1,2947 milliards \$. Le revenu total provient des ventes aux catégories importantes d'usagers (comme la catégorie résidentielle), des ventes de l'énergie de surplus et interruptible et d'une variété de services divers. Le montant qui doit être recouvré des catégories importantes d'usagers est calculé comme suit :

Besoin en revenus total		1 294,7
Moins: Interruptible/Surplus	62,0	
Divers (tels qu'ajustés)	<u>22,3</u>	
	84,3	<u>(84,3)</u>
Revenu net des catégories principales d'usagers		1 210,4

Le principe d'équité nous donne à penser que la cible pour chaque catégorie d'utilisateur devrait être un ratio revenu-coûts de 1:1. En d'autres mots, les recettes de chaque catégorie devraient équivaloir aux coûts permettant de fournir le service à cette catégorie.

La Commission a préparé le tableau A pour illustrer les changements nécessaires aux revenus afin d'obtenir une couverture de l'intérêt de 1,25 et un ratio revenu-coûts de 1:1 pour chaque catégorie.

TABLEAU A			
CATÉGORIES IMPORTANTES D'USAGERS	REVENUS AU TAUX ACTUEL	BESOIN EN REVENUS DES CATÉGORIES (couverture d'intérêt de 1,25 et ratio revenus-coûts de 1:1)	% CHANGEMENT NÉCESSAIRE
Résidentielle	455,8	543,5	19,2%
Usage général 1	103,9	88,5	(14,8%)
Usage général 2	111,5	102,8	(7,9%)
Petite industrie	42,3	43,9	3,8%
Grande industrie	262,3	319,0	21,6%
Location de chauffe-eau	15,0	10,4	(30,6%)
Éclairage des rues / Éclairage non mesuré	19,9	12,0	(39,7%)
Vente en gros	87,8	90,3	2,9%
TOTAL	1 098,5	1 210,4	10,2%

Le tableau A montre que l'augmentation requise des recettes serait de 87,7 millions \$ pour la catégorie résidentielle et de 56,7 millions \$ pour la catégorie des grandes industries. La Commission est d'avis qu'une augmentation de cette ampleur en une année est trop draconienne, en particulier à la lumière des commentaires qui suivent.

Lors de cette audience, plus de 1 milliard \$ des coûts de Distribution et Service à la clientèle n'a pu faire l'objet d'un examen approfondi. La Commission se préoccupe également de certaines données utilisées dans l'étude sur la répartition des coûts sous-jacente aux coûts de la catégorie d'utilisateur présentés ci-dessus. Pour ces raisons, nous ne croyons pas que nous devrions fixer le besoin en revenus pour chaque catégorie, tel qu'indiqué à ce moment-ci dans le tableau A. La Commission se sent obligée de rompre avec les pratiques normales de réglementation pour fixer des taux qui ne reviendraient pas à un ratio de couverture des intérêts recommandé de 1,25x ou qui ne viseraient pas un ratio revenu-coûts de 1:1 pour chaque catégorie d'utilisateurs.

La Commission considère qu'il est approprié de viser un ratio de couverture des intérêts de 1,10 pour 2006/07. Ce niveau de couverture des intérêts donne lieu à un revenu net de 3,9 millions \$.

Besoin en revenus :

Le besoin en recettes globales pour 2006/07 autorisé par la Commission est de 1,2887 milliards \$, tel qu'illustré dans le tableau B ci-dessous. Ceci représente une augmentation du besoin en recettes globales de 8,8 % par rapport aux recettes prévues selon les taux en vigueur.

TABLEAU B

Calcul du besoin en revenus total pour 2006/07

Électricité achetée	\$ 1 028,1
Transmission	\$ 61,6

EEA	\$ 98,9
Amortissement	\$ 43,4
Taxes autres que l'impôt sur le revenu	\$ 13,4
Intérêt	\$ 39,4
Revenu net	<u>\$ 3,9</u>
 Besoin en revenus total	 \$ 1 288,7

Ce besoin en revenus total est de 6,0 millions \$ de moins que requis pour une couverture des intérêts de 1,25x. Les recettes des ventes d'électricité en surplus/interruptible et de divers services ne sont pas affectées, ce qui veut dire que le revenu qui doit être recouvré à partir des catégories importantes d'utilisateurs est réduit de 1,2044 milliards \$. Le besoin en revenu des principales catégories d'utilisateurs représente une augmentation de 9,6 % des recettes prévues selon le taux en vigueur.

Ratios revenu-coûts :

La Commission juge appropriée que chaque catégorie possède un ratio revenu-coûts d'au moins 0,95 pour l'année 2006/07. L'instauration d'un ratio minimal réduira les subsides inter-catégories et permettront aux taux de fournir des signaux de prix qui conduiront à une utilisation plus efficace de l'électricité. La Commission est d'avis qu'il est également important de diminuer les ratios revenu-coûts pour les catégories ayant des ratios s'élevant de manière significative au-delà de 1,05. Pour cette raison, la Commission autorise une diminution des taux pour la catégorie Usage général I, pour la location de chauffe-eau et pour l'éclairage des rues/éclairage non mesuré. La catégorie Usage général II est la catégorie possédant un ratio revenu-coûts plus élevé que 1,05 et qui ne bénéficiera pas d'une diminution tarifaire. Cette catégorie subira une légère augmentation de 5,38 %, ce qui aura pour effet de porter ses taux dans le prolongement de ceux de la catégorie Usage général I. Plusieurs parties ont recommandé un rapprochement entre les taux des catégories Usage général et la Commission juge cette recommandation appropriée.

Le tableau C indique les besoins en revenus pour chaque catégorie d'usagers en tenant compte d'une couverture des intérêts de 1,10, des ratios revenu-coûts approuvés par la Commission pour 2006/07 et du besoin en revenus de 1,2044 milliards \$ pour les principales catégories d'usagers.

TABLEAU C

Catégorie	Revenu au taux actuel	Besoin en revenus avec couverture des intérêts de 1,1 x et ratio revenu- coûts de 1:1	Ratio revenu- coûts actuel	Revenus approuvés par la Commission	Ratio revenu- coûts au taux approuvé	Changement nécessaire
Résidentielle	455,8	540,7	0,844	515,3	0,953	13,05
Usage général I	103,9	88,4	1,176	102,0	1,154	(1,83)
Usage général II	111,5	101,7	1,096	117,5	1,155	5,38
Petite industrie	42,3	43,9	0,967	43,8	0,998	3,55
Grande industrie	262,3	317,5	0,826	302,6	0,953	15,36
Location de chauffe-eau	15,0	10,4	1,437	12,5	1,202	(16,66)
Éclairage des rues / Éclairage non mesuré	19,9	11,9	1,674	1,9	1,504	(10,05)
Vente en gros	87,8	89,7	0,978	92,8	1,035	5,69
TOTAL	1 098,5	1 204,4	0,912	1 204,4	1,0	9,64

Nous suggérons que Distribution et Service à la clientèle Énergie NB présente une demande d'autorisation des nouveaux taux au début de l'automne pour l'année 2007\08. Si le gouvernement accepte les recommandations de la Commission portant sur les amendements à la loi et présentées ailleurs dans cette décision, la procédure pourrait être abrégée. Cette audience abrégée permettrait à la Commission de rapprocher toutes les catégories de l'unité. Si les changements législatifs recommandés sont acceptés, alors l'audience tarifaire 2008/09 pourrait débuter au cours de l'hiver 2007 et permettre une révision de tous les coûts du service public, incluant ceux de Production Énergie NB et des ententes d'achat d'énergie. À ce moment-là, la Commission rapprocherait en priorité vers l'unité les catégories dont le ratio revenu-coûts s'élève au-delà de 1:05.

Conception tarifaire

Introduction :

En répartissant le besoin en revenus de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB entre les diverses catégories d'utilisateurs, la Commission se préoccupe principalement de l'équité inter-catégorie, c'est-à-dire qu'elle cherche à s'assurer que chaque catégorie d'utilisateurs paie sa juste part des coûts légitimes de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB. Pour ce qui est de la conception tarifaire, la principale inquiétude porte sur l'équité intra-catégorie, soit de s'assurer que les utilisateurs paient leur juste part des coûts répartis dans leur catégorie.

Une seconde préoccupation quant à la conception tarifaire, qui n'est pas considérée expressément dans le processus de répartition des revenus, porte sur la théorie de la formation de prix efficaces sur le plan économique. Cette théorie économique suggère que le prix payé chaque mois par un utilisateur pour la dernière tranche de KWh d'électricité (sa consommation différentielle) égale le coût pour fournir ce KWh d'électricité (le coût différentiel). Lorsque le prix et le coût différentiel sont égaux, les utilisateurs reçoivent des

signaux de prix appropriés leur permettant d'ajuster leur consommation d'électricité pour atteindre un niveau optimal selon une perspective économique.¹

En plus de répartir les coûts des catégories parmi les usagers de façon juste et de stipuler des signaux de prix efficients, la Commission croit raisonnable de s'attendre que la conception tarifaire fournisse à la compagnie le besoin en revenus réparti dans la catégorie. Elle reconnaît également l'opinion commune selon laquelle une bonne pratique de fixation des taux est en conformité avec les objectifs principaux présentés plus haut.

Le processus de conception tarifaire suppose la sélection d'une structure du taux de base et des valeurs de paramètres et de prix utilisées dans cette structure. De façon générale, les structures tarifaires plus complexes ont des besoins en information supérieurs et requièrent un appareil de mesure plus coûteux et complexe. Distribution et Service à la clientèle Énergie NB utilise actuellement quatre types de taux de base :

1. Les taux d'énergie calculés au compteur, selon lesquels la consommation totale d'énergie est la seule quantité mesurée. Il s'agit de la forme la moins dispendieuse de mesure. Ce type de taux est utilisé pour tous les usagers résidentiels et les clients des petites institutions/petits commerces.
2. Les taux d'énergie et la demande de pointe non concordante calculés au compteur, selon lesquels la consommation totale d'énergie et le taux le plus élevé de consommation d'énergie (demande) sont calculés au cours de la période de facturation. Cette méthode requiert un appareil de mesure plus dispendieux que le simple compteur d'énergie et requiert l'enregistrement et le traitement de deux types de données. Ce type de taux est utilisé pour les clients des grandes institutions/grands commerces et les clients industriels.
3. Les taux calculés par intervalle au compteur, selon lesquels chaque mois est divisé en un grand nombre de petits intervalles de temps (de 5 à 15 minutes) et la

¹ Pour autant que le prix différentiel reflète les coûts plus généraux de la production et de la livraison d'électricité, les coûts et les bénéfices sociaux et environnementaux, par exemple, les signaux de prix permettent d'encourager les usagers à ajuster leur consommation dans le but d'atteindre des niveaux généralement plus optimaux.

consommation d'énergie pour chaque intervalle est enregistrée. Cet appareil de mesure est le plus dispendieux, en particulier parce qu'un grand nombre de données doit être entreposé et traité pour calculer la facture mensuelle. Les taux calculés par intervalle au compteur sont utilisés pour les usagers branchés directement au réseau de transport d'énergie électrique mais seuls les achats d'électricité en surplus et interruptible sont facturés en utilisant les données fournies par intervalle au compteur.

4. Les taux d'énergie non mesurés, selon lesquels la consommation et la demande d'énergie peuvent être prévues de façon précise et fiable par le biais d'une étude technique (les feux de circulation, par exemple). Dans cette situation, aucun paramètre d'utilisation n'est directement mesuré mais l'hypothèse fondamentale à l'étude technique doit être vérifiée lors de l'installation et selon un mode de révision tout au long de la durée d'utilisation.

Taux résidentiels

Taux actuel

La conception tarifaire actuelle pour la catégorie résidentielle est un prix tarifaire décroissant selon la tranche d'énergie, incluant des frais de service fixes. Quatre paramètres caractérisent ce prix tarifaire.

1. Le montant des frais de service. Il est actuellement de 17,74 \$ par période de facturation pour les clients urbains et de 19,44 \$ pour les clients ruraux et saisonniers.
2. La taille de la première tranche d'énergie. Elle est de 1 300 KWh par période de facturation. Il s'agit de la quantité maximale d'énergie qui sera facturée au prix plus élevé de la première tranche lors d'une période de facturation.
3. Le prix de la première tranche. Il est de 8,37 ¢ le KWh. Il s'agit du coût par kilowatt-heure qui est payé pour l'énergie de la première tranche.
4. Le reste ou le prix de la dernière tranche. Il est de 6,63 ¢ le KWh. Les usagers paient ce prix moins élevé pour l'utilisation d'énergie supérieure à la première tranche.

Tableau 1 Illustration de la conception tarifaire actuelle appliquée aux petites et aux grandes factures mensuelles pour les clients urbains.				
<u>Question</u>	<u>Description</u>	<u>Unités</u>	<u>Valeurs</u>	
1	Saison de l'utilisation d'énergie	-	Été	Hiver
2	Consommation d'énergie mensuelle moyenne	KWh	750	3 100
3	Frais de service	\$ par mois	17,74 \$	17,74 \$
4	1 ^{ère} tranche d'énergie utilisée	KWh par mois	750	1 300
5	Coût de la 1 ^{ère} tranche d'énergie @ 8,37 ¢ le KWh	\$ par mois	62,78 \$	108,81 \$
6	Reste de l'énergie utilisée	KWh par mois	0	1 800
7	Coût du reste de l'énergie @ 6,63 ¢ le KWh	\$ par mois	0,00 \$	119,34 \$
8	Montant total de la facture (somme de 3, 5 et 7)	\$ par mois	80,52 \$	245,89 \$
9	Prix moyen de l'énergie	¢ le KWh	10,7	7,9

Le tableau 1 illustre l'application tarifaire sur deux factures : une facture moyenne en été (750 KWh) et une facture moyenne en hiver pour un client chauffant à l'électricité (3 100 KWh). La conception tarifaire actuelle, telle que démontrée dans le tableau 1, donne lieu à un prix moyen de 10,7 ¢ le KWh en été et à 7,9 ¢ le KWh pour un client chauffant à l'électricité en hiver, soit un rabais de 26 %.

Ce « rabais en raison du volume » est une caractéristique inhérente de la conception tarifaire existante que toutes les parties à l'audience ont jugée inappropriée. En plus de ne pas fournir les recettes suffisantes, les taux actuels permettent de facturer les gros clients à un coût différentiel pour l'électricité sensiblement moins élevé que les petits clients : 6,63 ¢ c. 8,37 ¢ le KWh. Ce qui soulève la question à savoir si l'un ou l'autre

prix correspond le mieux au coût différentiel de l'électricité et, le cas échéant, dans quelle circonstance. Les frais de service fixes, décrits par un intervenant comme étant parmi les plus élevés au Canada, contribuent au problème puisqu'ils représentent une plus grande proportion des frais des petits clients.

Taux approuvés

Le Conseil d'administration de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB a adopté une politique visant un taux fixe résidentiel ² d'ici 2007 et un taux d'inclinaison par tranche d'énergie d'ici 2010³. Tous les intervenants ont appuyé l'objectif d'une structure tarifaire fixe pour les clients résidentiels. La Commission convient qu'un taux fixe et des frais de service appropriés permettent de mieux rencontrer les objectifs de conception visant à réduire les subsides intra-catégories et à fournir une meilleure information sur les coûts différentiels aux clients.

La Commission considère qu'un taux fixe immédiat exposerait les gros clients résidentiels à une augmentation appréciable des coûts. En conséquence, le 21 décembre 2005, elle a statué que Distribution et Service à la clientèle Énergie NB devrait viser un taux fixe sur une période de trois ans. La conception tarifaire proposée par Distribution et Service à la clientèle Énergie NB est conforme à cette décision. Bien que la Commission réaffirme que Distribution et Service à la clientèle Énergie NB ne devrait pas viser un taux fixe dans l'immédiat, un examen approfondi et détaillé des preuves la porte à conclure qu'un mouvement plus rapide vers un taux fixe serait approprié à ce moment-ci.

Par conséquent, la Commission autorise un taux résidentiel pour lequel :

1. Les frais de service demeurent à 17,74 \$ par période de facturation pour les clients résidentiels urbains, et à 19,44 \$ par période de facturation pour les clients résidentiels ruraux et saisonniers ;

² Un taux fixe consiste en un seul prix d'énergie par période de facturation pour l'énergie totale consommée pendant la période et peut inclure ou non des frais de service fixes.

³ Un taux d'inclinaison pour les deux tranches, par exemple, fixe le prix de la première tranche d'énergie en dessous du prix de la tranche du reste de l'énergie.

2. La taille de la première tranche d'énergie est établie à 1000 KWh par période de facturation ;
3. Le prix de la 1^{ère} tranche est établi à 9,2 ¢ le KWh ; et
4. Le reste ou le prix de la dernière tranche est établi à 8,6 ¢ le KWh.

Le tableau 2 illustre l'application tarifaire approuvée pour les deux mêmes factures présentées au taux actuel dans le tableau 1. Cette conception tarifaire donne lieu à un prix moyen de 11,6 ¢ le KWh pendant l'été et de 9,9 ¢ le KWh pour le client chauffant à l'électricité en hiver. Ces résultats représentent une augmentation de 8,4 % et de 25,3 % respectivement. Le « rabais en raison du volume » est réduit à 15 % avec le taux approuvé.

Tableau 2 Illustration de la conception tarifaire approuvée appliquée aux petites et aux grandes factures mensuelles pour les clients urbains.				
<u>Question</u>	<u>Description</u>	<u>Unités</u>	<u>Valeurs</u>	
1	Saison de la consommation d'énergie	-	Été	Hiver
2	Consommation d'énergie mensuelle moyenne	KWh	750	3 100
3	Frais de service	\$ par mois	17,74 \$	17,74 \$
4	1 ^{ère} tranche d'énergie utilisée	KWh par mois	750	1 000
5	Coût de la 1 ^{ère} tranche d'énergie @ 9,2 ¢ le KWh	\$ par mois	69,00 \$	92,00 \$
6	Reste de l'énergie consommée	KWh par mois	0	2 100
7	Coût du reste de l'énergie @ 8,6 ¢ le KWh	\$ par mois	0,00 \$	180,60 \$
8	Montant total de la facture (somme de 3, 5 et 7)	\$ par mois	86,74 \$	290,34 \$
9	Prix moyen de l'énergie	¢ le KWh	11,6	9,4

10	Augmentation par rapport au taux actuel (Tableau 1)	%	7,7	18,1
----	---	---	-----	------

Motifs

Frais de service

L'étude portant sur la répartition des coûts et la conception tarifaire déposée à l'origine par Distribution et Service à la clientèle Énergie NB avait été préparée de façon coutumière et fondée sur une répartition des coûts selon trois catégories : l'énergie, la demande et la clientèle. La Commission a également entendu que la catégorie clientèle représentait une répartition des coûts liés et des coûts communs. Après avoir entendu les preuves sur la question, la Commission s'est dite préoccupée du fait que la répartition entre ces catégories était indûment subjective et qu'elle différait suffisamment de celles déposées auparavant pour exiger un examen approfondi avant d'autoriser cette répartition comme base de tarification. Par conséquent, dans sa décision du 21 décembre 2005, la Commission a ordonné que les répartitions des coûts utilisées pour la procédure de tarification actuelle soient les mêmes que celles autorisés dans sa décision du 15 avril 1992. La Commission a également statué que Distribution et Service à la clientèle Énergie NB devait examiner à nouveau son étude des coûts et déposer une analyse révisée au moment de la prochaine audience portant sur la tarification complète.

Les méthodes de répartition des coûts liés et des coûts communs ont été examinées, en détail, dans la partie de l'audience portant sur l'utilisation des poteaux de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB par une tierce partie. La preuve présentée dans cette question a clairement démontré qu'il existe un certain nombre de méthodes légitimes selon lesquelles les coûts liés et les coûts communs peuvent être répartis entre les usagers. Dans cette partie de l'audience, Distribution et Service à la clientèle Énergie NB a insisté que les coûts liés et communs devaient être partagés parmi tous les services qui engendrent ces coûts et elle a proposé plusieurs façons de le faire. Rogers Cable, le principal utilisateur des poteaux par une tierce partie en vertu du tarif, s'est dit d'accord pour couvrir une portion des coûts conjoints et des coûts liés mais a contesté la façon

proposée par Distribution et Service à la clientèle Énergie NB pour calculer à la fois le montant des coûts liés et des coûts communs et la portion de ces coûts devant être facturée aux tierces parties. Tel que noté ailleurs dans cette décision (p.16, *supra*), la Commission reconnaît et accepte le principe que tous les usagers devraient assumer une portion des coûts communs et liés engendrés pour assurer leur service.

L'analyse des taux résidentiels de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB indique des frais de service mensuels de 23,04 \$. Cette indication sert de base à la proposition de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB d'augmenter les frais de service pour les clients urbains et ruraux/saisonniers à 19,80 \$ et 21,70 \$, respectivement.

L'examen du chiffrier inclut dans l'appendice 4.6 révèle trois rangées de données ne figurant pas dans l'argument écrit. Cette information additionnelle est incluse à l'annexe F. Elle fournit le détail des trois utilisations d'électricité résidentielles prises en compte par Distribution et Service à la clientèle Énergie NB pour développer sa répartition des coûts et sa conception tarifaire, soit : le chauffage électrique autonome, le chauffage à l'eau chaude et toutes les autres utilisations de l'électricité. Chacune de ces trois utilisations électriques requiert nécessairement des poteaux, des câbles de distribution, des servitudes et des transformateurs qui contribuent aux coûts liés et aux coûts communs attribués aux clients résidentiels. Chacune requiert également l'utilisation de prises de service et de compteurs pour les clients individuels. Par conséquent, la Commission se serait attendue à ce qu'une certaine portion des coûts liés et de coûts communs de service ainsi que des coûts directs de la clientèle aurait été assignée à ces utilisations dans l'étude de la répartition des coûts et de la conception tarifaire. Un tel traitement aurait été conforme à la preuve présentée par Distribution et Service à la clientèle Énergie NB dans la question de l'utilisation des poteaux par une tierce partie.⁴

⁴ L'assignation des coûts liés et communs ainsi que des coûts de service à la clientèle de façon égale entre les utilisations (1/3 chaque), en proportion de l'utilisation (43% au chauffage électrique, 20% au chauffage à l'eau chaude et 37% aux autres utilisations) ou en proportion des coûts pour le service autonome aurait été plus conforme à la démarche de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB quant à la répartition des coûts pour l'utilisation des poteaux par une tierce partie.

La colonne 8 de l'appendice 4.6 de l'annexe F indique clairement que Distribution et Service à la clientèle Énergie NB ne prend pas la même position lorsqu'elle développe les indicateurs des coûts à des fins de tarification résidentielle. Dans ce cas, Distribution et Service à la clientèle Énergie NB affecte le plein montant des coûts liés et des coûts conjoints ainsi que des coûts de service à une seule catégorie d'utilisation, identifiée comme « Résidentiel - autres usagers ». Le chauffage électrique et le chauffage à l'eau chaude ne supportent aucun des coûts liés et des coûts communs identifiés comme nécessaire pour ces charges. Par conséquent, elle sous-estime les coûts pour les charges liés au chauffage électrique et au chauffage à l'eau chaude.

La démarche de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB quant à la répartition des coûts liés et des coûts communs dans la catégorie tarifaire résidentielle est clairement incompatible et en contradiction avec sa démarche quant à l'utilisation des poteaux par une tierce partie.⁵ Elle a pour effet de surestimer le coût récupéré dans les frais de service et la 1^{ère} tranche d'énergie, et de sous-estimer le coût qui devrait être récupéré dans la dernière tranche. Par conséquent, ceci étaye la thèse de VCSJ à l'effet que les frais de service actuels sont trop élevés et qu'ils ne devraient pas être augmentés davantage.

Pour ces raisons, la Commission n'autorise pas d'augmentation aux frais de service payés par les clients résidentiels. La méthode de répartition des coûts liés et des coûts communs ainsi que des coûts de service au client individuel sera révisée lors de la prochaine audience tarifaire.

Taille de la première tranche d'énergie

Distribution et Service à la clientèle Énergie NB a proposé une augmentation de la taille de sa 1^{ère} tranche d'énergie de 1 300 KWh à 1 400 KWh par période de facturation et cette proposition a été appuyée par EGNB. Ce faisant, la portion d'énergie facturée au taux plus élevé de la 1^{ère} tranche serait augmentée. Cela aurait également pour effet de

⁵ Si cette démarche était appliquée à l'utilisation des poteaux par une tierce partie, Rogers ne serait facturé que pour les coûts différentiels associés à son utilisation des poteaux, un résultat clairement inacceptable pour Distribution et Service à la clientèle Énergie NB.

réduire le nombre de petits clients bénéficiant du prix moins élevé de la dernière tranche et de conserver les bénéfices pour les plus gros clients résidentiels.

Lors de l'interrogatoire, la Commission a entendu que l'objectif ultime de la taille de la 1^{ère} tranche du taux d'inclinaison serait [TRADUCTION] « . . . entre 8[00] et 900 kilowatt-heures par mois... » (transcription, p.5 763). La Commission note que les données des 5 années de facturation présentées par Distribution et Service à la clientèle dans cette instance indiquent que la taille d'une 1^{ère} tranche de cette étendue aurait pour conséquence d'affecter environ la moitié des ventes d'énergie résidentielle de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB dans la 1^{ère} tranche et l'autre moitié dans la dernière tranche.

La taille de 1 400 KWh pour la 1^{ère} tranche d'énergie proposée par Distribution et Service à la clientèle Énergie NB aurait pour effet de placer 67 % des ventes d'énergie dans la 1^{ère} tranche et seulement 33 % dans la dernière tranche. La Commission comprend également qu'environ 63 % de la consommation résidentielle de l'électricité est utilisée pour le chauffage électrique et le chauffage à l'eau chaude et que les clients peuvent utiliser d'autres carburants à ces fins. Le 37 % restant de la consommation de l'électricité suffit à satisfaire les charges d'éclairage de base, de réfrigération et de pompe à eau. Il n'existe aucune source d'énergie de substitution pour ces fins. Ces faits suggèrent qu'une structure tarifaire basée sur 1^{ère} tranche plus petite que celle proposée par Distribution et Service à la clientèle Énergie NB favoriserait une équité intra-catégorie et des prix appropriés.

L'augmentation proposée pour la taille de la 1^{ère} tranche n'est pas approuvée pour ces raisons. La Commission ordonne que la taille de la première tranche d'énergie soit établie à 1000 KWh par période de facturation.

Prix de la première et de la dernière tranche

Après avoir déterminé que les frais de service devraient rester les mêmes et que la 1^{ère}

tranche d'énergie devrait être établie à 1 000 KWh par période de facturation, la Commission fixe les prix de la 1^{ère} tranche et de la dernière tranche sous réserve des facteurs suivants :

1. Les prix devraient être tels que le besoin en revenus approuvé peut être atteint dans les 12 mois de l'exercice de référence,
2. Des progrès devraient être effectués en vue d'éliminer le taux décroissant de la tranche,
3. Les subsides ou les suppléments aux usagers devraient être aussi minimes que possible, sous réserve de l'inquiétude d'un impact tarifaire.

La méthode utilisée pour fixer ces prix et évaluer l'impact sur la clientèle est présentée à l'annexe G. Le taux proposé aurait entraîné une augmentation des coûts variant entre 10,4 % et 19,8 % avec une augmentation médiane de 12 %. L'impact des changements approuvés aux taux résidentiels peut être résumé comme suit :

- Les petits clients qui consomment l'électricité de façon plus ou moins uniforme pendant l'année connaîtront les plus petites augmentations de facturation.
- Les gros clients dont la consommation varie de façon importante au cours de l'année connaîtront les plus grandes augmentations de facturation.
- Environ 70 % des clients connaîtront de plus petites augmentations selon le taux autorisé que selon le taux proposé. Le reste des clients, soit 30 %, connaîtra de plus grandes augmentations en fonction du taux autorisé qu'en fonction du taux proposé.

Le tableau 3 et la figure 1 présentent des données sommaires quant à l'augmentation des coûts que les clients connaîtront dans leur facturation mensuelle selon différentes consommations d'électricité.

Tableau 3 Impact de l'augmentation tarifaire approuvée sur les factures mensuelles de différentes tailles		
Consommation de l'énergie mensuelle - KWh	Augmentation des coûts d'électricité - %	
	Urbain	Rural/Saisonnier
0	0,0 %	0,0 %
100	3,2 %	3,0 %
200	4,8 %	4,6 %
300	5,8 %	5,6 %
400	6,5 %	6,3 %
500	7,0 %	6,8 %
600	7,3 %	7,1 %
700	7,6 %	7,4 %
800	7,8 %	7,7 %
900	8,0 %	7,9 %
1 000	8,2 %	8,0 %
1 100	7,8 %	7,6 %
1 200	7,4 %	7,3 %
1 300	7,1 %	7,0 %
1 400	8,2 %	8,1 %
1 500	9,2 %	9,1 %
1 600	10,2 %	10,1 %
1 800	11,8 %	11,7 %
2 000	13,2 %	13,0 %
2 500	15,8 %	15,7 %
3 000	17,8 %	17,6 %
4 000	20,3 %	20,2 %
5 000	22,0 %	21,9 %

Impact de l'augmentation tarifaire sur les factures mensuelles des clients

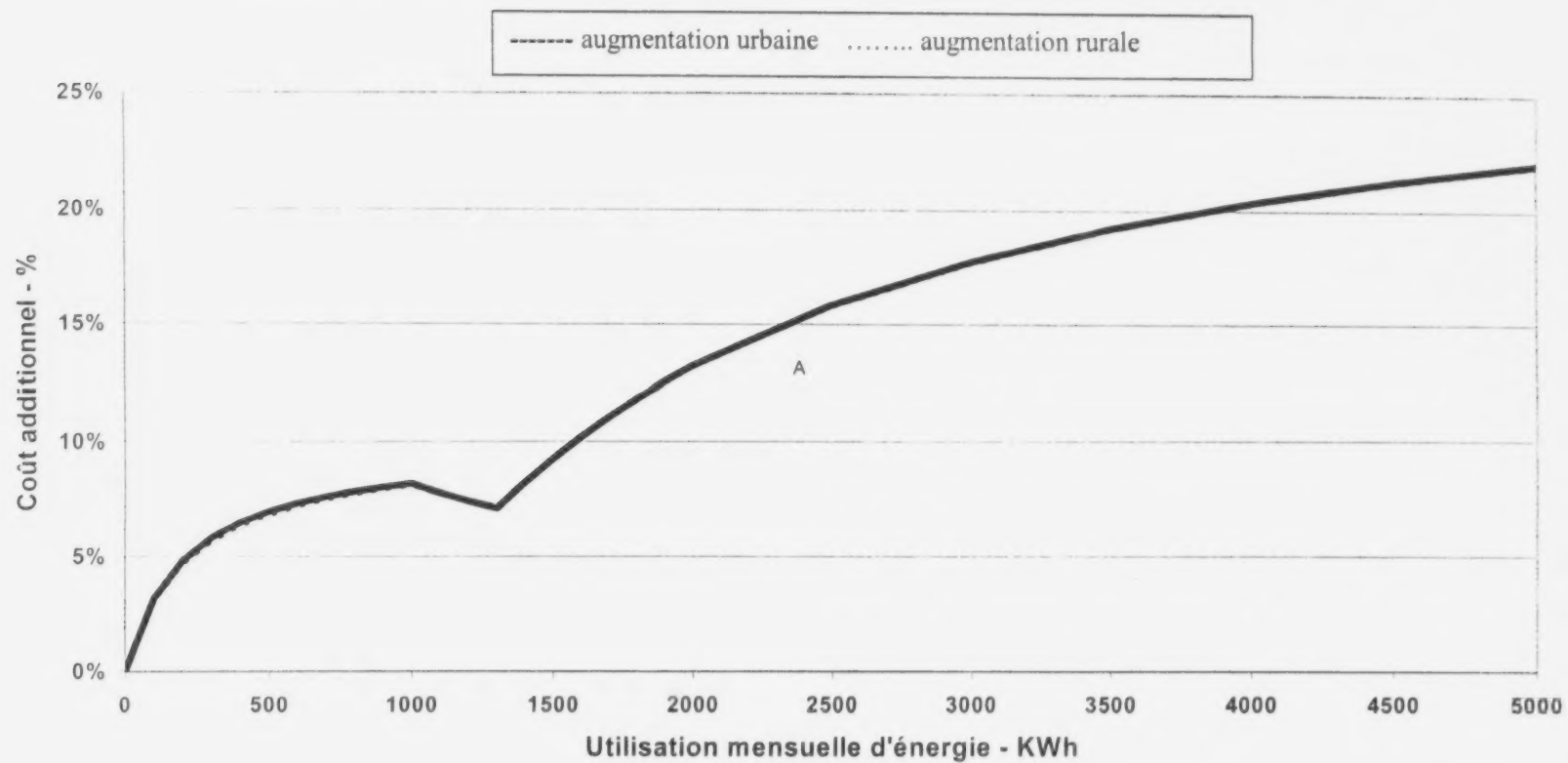


Figure 1 Augmentation des factures mensuelles résidentielles selon le taux approuvé

Taux des catégories Usage général I et Usage général II :

De l'avis unanime, les deux catégories Usage général I et Usage général II devraient se fusionner avec le temps. Dans sa décision de décembre, la Commission a soutenu : « *Une analyse préliminaire des données d'utilisation pour les clients des catégories Usage Général I et Usage général II indique qu'il existe une nette différence entre les deux catégories. La Commission juge approprié que les deux classes restent distinctes jusqu'à l'obtention de données additionnelles et d'une analyse plus poussée.* »

La Commission continue de croire qu'il est approprié, à ce moment-ci, de conserver deux catégories distinctes d'usage général. Distribution et Service à la clientèle Énergie NB mènera une étude qui fournira une information précieuse sur la meilleure façon de procéder.

Pendant ce temps, la Commission est d'avis que les structures tarifaires des deux catégories devraient être rapprochées. De plus, les structures devraient fournir de meilleurs signaux de prix et refléter davantage les facteurs sous-jacents motivant les prix. La Commission croit également qu'il n'est plus approprié de distinguer les deux catégories en fonction de l'utilisation de l'électricité comme seule source d'énergie.

Par conséquent, la Commission autorise les structures tarifaires présentées ci-dessous pour les catégories d'usage général. De plus, la Commission ordonne que tout client actuel ou tout nouveau client consommant de l'électricité pour des fins qui ne sont pas spécifiquement couvertes sous les catégories résidentielles, petites et grandes industries, éclairage de rue ou éclairage non mesuré puisse choisir entre les deux catégories d'usage général. Distribution et Service à la clientèle Énergie NB reçoit également l'ordre d'informer tous les clients actuels des catégories Usage général de leur droit de passer de la catégorie Usage général I à Usage général II ou vice-versa.

Usage général I

Frais de service 20 \$

Frais de puissance

1^{er} 20 KW aucun frais

Reste 8,78 \$/KW

Usage général II

20 \$

aucun frais

Le montant le moins élevé entre 5,15 \$/KW ou 0,02575 \$/KWh

Frais d'électricité

1^{er} 5000 KWh 0,0825 \$/KWh

0,0900 \$/KWh

Reste 0,0725 \$/KWh

0,0825 \$/KWh

Catégorie des petites industries :

Le besoin en recettes autorisé par la Commission dans la catégorie des petites industries pour 2006/07 représente une augmentation de 3,55 % par rapport aux taux existants. La Commission n'a reçu aucune preuve que la structure tarifaire actuelle est inappropriée et, par conséquent, ordonne que l'augmentation soit répartie de façon égale. Par conséquent, la Commission autorise les taux suivants :

Frais de puissance : tous les kW 5,49 \$/KW

Frais d'électricité :

1^{er} 100 KWh/KW 0,1059 \$/KWh

Reste des KWh 0,0498 \$/KWh

Catégorie des grandes industries :

Le besoin en recettes autorisé par la Commission pour 2006/07 dans la catégorie des grandes

industries représente une augmentation de 15,36 % par rapport aux taux existants. La Commission ne possède pas assez de preuves pour appuyer les changements différentiels aux composantes de la demande et de l'énergie du taux des grandes industries et, par conséquent, approuve les taux suivants, sous réserve des ajustements notés ci-dessous :

Frais de puissance : 11,85 \$ le KW de la puissance à facturer par mois.

Frais d'électricité : 4,35 ¢ le KWh pour tous les KWh par mois.

Ajustement pour l'apport des coûts fixes à partir des ventes d'électricité en surplus et interruptible

Distribution et Service à la clientèle Énergie NB offre actuellement aux clients des grandes industries l'occasion d'acheter l'électricité en surplus ou interruptible à un prix qui couvre les coûts différentiels mais sans contribuer aux coûts fixes. Le 21 décembre 2005, la Commission a statué que :

- Le prix pour l'énergie en surplus et interruptible devrait apporter une certaine contribution aux coûts fixes ;
- Distribution et Service à la clientèle Énergie NB devrait soumettre une étude des questions et des coûts associés au prolongement de telles occasions aux autres catégories de clients, et
- Distribution et Service à la clientèle Énergie NB devrait soumettre une étude sur le montant maximal de l'énergie en surplus et interruptible disponible pour chaque client.

La Commission a entendu la preuve et l'argumentation relatives à l'ordre de grandeur approprié de la contribution aux coûts fixes pour les ventes d'énergie en surplus et interruptible. Les témoins de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB se sont dit préoccupés qu'une contribution aux coûts fixes se ferait au détriment de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB puisque cette contribution pourrait inciter un transfert des clients de l'énergie en surplus et interruptible vers l'énergie garantie. L'intervenant public, M. Knecht, était moins certain qu'une petite contribution au capital inciterait les usagers à

abandonner le service en faveur de l'énergie garantie. Son étude de la preuve avait révélé que les frais actuels pour l'énergie en surplus et interruptible incluaient déjà une petite contribution de 1,40 \$ le MWh, ce que Distribution et Service à la clientèle Énergie NB a confirmé. M. Knecht a recommandé que les clients de l'énergie en surplus et interruptible effectuent une contribution totale aux coûts fixes de 3 \$ le MWh pour 2006\07.

La Commission confirme sa décision du 21 décembre 2005 et ordonne que les taux en surplus et interruptible de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB soient modifiés pour inclure une contribution additionnelle aux coûts fixes de 1,60 \$ le MWh. Cette contribution totale doit être portée au crédit de la catégorie de tarification au nom de laquelle les ventes sont effectuées. La Commission ordonne à Distribution et Service à la clientèle Énergie NB de :

1. Calculer les recettes additionnelles résultant de cette ordonnance et ajuster vers le bas les besoins en revenus pour les catégories correspondantes à partir des valeurs présentées dans le tableau C,
2. Ajuster la demande approuvée et les prix de l'énergie en conséquence, et
3. Présenter les calculs et les ajustements à la Commission pour fins de revue et approbation.

Catégorie des ventes en gros :

Le besoin en revenus approuvé par la Commission dans la catégorie des ventes en gros pour 2006/07 représente une augmentation de 5,69 % par rapport aux taux existants. La Commission ne possède pas assez de preuves pour appuyer les changements différentiels à la catégorie des ventes en gros et, par conséquent, approuve les taux suivants, sous réserve des mêmes ajustements décrits plus haut :

Frais de puissance : 11,75 \$ le KW de la puissance à facturer par mois.

Frais d'électricité : 5,12 ¢ le KWh pour tous les KWh par mois.

Obligations des clients d'électricité en surplus et interruptible :

La Commission a également entendu que Distribution et Service à la clientèle Énergie NB et M. Knecht étaient préoccupés de ce que les clients d'électricité en surplus et interruptible soient enclins à transférer leur charge à un service d'énergie garantie en prévision de l'interruption pour la remise à neuf de la centrale d'énergie de Pointe Lepreau. Cette possibilité serait intéressante pour de tels clients puisque les contraintes de la capacité de production d'énergie pendant l'interruption devraient normalement entraîner :

1. Des augmentations notables dans la fréquence et la durée des interruptions de service sous ce taux, et
2. Des augmentations notables dans les coûts différentiels de l'énergie lorsque les installations de production plus coûteuses seront utilisées pour remplacer la capacité hors service.

La Commission s'inquiète du fait que les taux existants de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB n'offrent pas de protection suffisante pour ses clients du service d'énergie garantie. La capacité des clients d'électricité en surplus et interruptible de passer à un service d'énergie garantie en réponse à une contrainte de la capacité à court-terme telle l'interruption de service de Pointe Lepreau et revenir par la suite au service en surplus et interruptible une fois la remise à neuf complétée suscite un questionnement sur les bénéfices associés normalement avec de tels services. Par conséquent, la Commission ordonne que Distribution et Service à la clientèle Énergie NB effectue une révision des dispositions de ses taux relatifs au service en surplus et interruptible pour s'assurer qu'ils offrent des bénéfices adéquats et appropriés et une protection aux clients du service d'énergie garantie.

Location des chauffe-eau :

Le besoin en revenus pour la location de chauffe-eau, tel qu'autorisé par la Commission pour 2006/07, représente une diminution de 16,66 % des recettes qui seraient perçues avec les taux

existants. La Commission ordonne à Distribution et Service à la clientèle Énergie NB de réduire ses taux de location de chauffe-eau de 16,66 %.

Taux d'éclairage non mesuré :

Le besoin en revenus pour l'éclairage des rues et l'éclairage non mesuré, tel qu'autorisé par la Commission pour 2006/07, représente une diminution de 10,05 % des recettes qui seraient perçues avec les taux existants. La Commission ordonne à Distribution et Service à la clientèle Énergie NB de réduire les taux de ces services de 10,05 %.

Frais de raccordement :

La Commission autorise les frais de raccordement proposés par Distribution et Service à la clientèle Énergie NB.

Date d'entrée en vigueur :

Tous les changements tarifaires approuvés par la Commission dans cette décision entreront en vigueur le 1er août 2006.

Questions de répartition des coûts :

La Commission, le 21 décembre 2005, a statué au sujet de la méthodologie devant être utilisée par Distribution et Service à la clientèle Énergie NB pour la répartition de ses coûts selon les diverses catégories de clients. Le jugement figure dans cette décision à l'annexe D.

L'intervenant public a soulevé deux questions ayant trait à la méthodologie pour la répartition des coûts. Distribution et Service à la clientèle Énergie NB a réparti les coûts pour les achats de turbines à combustion et l'achat d'énergie d'urgence dans les catégories de clients en fonction de la charge pour le chauffage d'hiver. M. Knecht a recommandé que ces

coûts soient répartis selon la demande de pointe ou selon la demande d'énergie pour le bénéfice de tous les clients.

La Commission considère que ces coûts devraient être partagés par toutes les catégories de clients mais ne demandera pas de modifications pour 2006/07 parce que le montant est peu élevé. La Commission ordonne que Distribution et Service à la clientèle Énergie NB dépose une étude lors de la prochaine demande tarifaire générale analysant laquelle des méthodes - la demande de pointe ou la demande d'énergie - s'avère la meilleure pour la répartition de ces coûts.

La seconde question soulevée par l'intervenant public portait sur le traitement du crédit sur les ventes à l'exportation. Distribution et Service à la clientèle Énergie NB utilisait ce crédit pour réduire les coûts répartis dans les diverses catégories de clients. L'intervenant public est d'avis qu'il serait plus opportun d'utiliser ce crédit pour augmenter les recettes de chaque catégorie afin d'être conforme au traitement des revenus divers et pour améliorer les ratios revenu-coûts.

Les coûts totaux de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB, tels qu'approuvés par la Commission, forment l'ensemble du besoin en revenus. L'existence d'un crédit sur les ventes à l'exportation réduit le montant des recettes devant être recouvrées à partir des clients résidant dans la province. Le montant de recettes devant être fourni par les clients de la province reste le même, que le crédit sur les ventes à l'exportation soit appliqué aux recettes ou aux coûts. Si le montant de recettes devant être recouvré à partir des clients de la province était réparti parmi les diverses catégories de clients, comme il se doit, la façon dont le crédit sur les ventes à l'exportation est appliqué importerait peu. Par conséquent, la Commission accepte la façon dont Distribution et Service à la clientèle Énergie NB a appliqué le crédit sur les ventes à l'exportation dans l'étude sur la répartition des coûts.

5. COMMENTAIRES / RECOMMANDATIONS :

Coûts de l'audience :

M. Marois a soulevé la question de la réglementation des coûts et il a indiqué qu'il croyait à l'atteinte d'un équilibre entre le coût et les bénéfices de la réglementation. Il a estimé que les coûts directs de la procédure actuelle s'élèveraient à bien au-delà de 4 millions \$ et il a ajouté qu'il croyait que des coûts supplémentaires indirects seraient de plus grande importance. M. Marois a soutenu :

[TRADUCTION] « il devrait y avoir un objectif visant à rendre le régime réglementaire aussi simple et efficace que possible afin de réduire les coûts directs et indirects et vraiment miser sur les bénéfices du régime. »

Le président Nicholson a répondu à M. Marois ce qui suit.

« Je ne pourrais être plus d'accord avec vous, M. Marois. Je peux vous dire, toutefois, que lorsque le ministre qui était alors responsable d'Énergie NB a présenté la loi à la Chambre en 94/95, ou dans les environs, il a indiqué également qu'il nous en avait coûté 4 000 000 \$ pour comparaître devant la Commission. Par conséquent, nous avons instauré ce plafond de 3 pour cent pour éviter d'engager de si grandes dépenses. Je vous le demande, aurait-il été préférable de dépenser 4 000 000 \$ à tous les deux ans pour comparaître devant la Commission ou de subir les 314 000 000 \$ de pertes encourues au cours de cette période de 13 années ? »

M. Marois n'a pas répondu à la question. Le président Nicholson a continué et indiqué :

« ... qu'au cours des trois audiences sur une augmentation tarifaire du début des années 90, le temps consacré a été diminué de moitié chaque fois. La dernière augmentation tarifaire générale de 93/94 a pris, je crois, quelque chose comme 12 jours d'audience. Je pourrais me tromper mais c'était quelque chose comme ça.

Nous devons tous suivre une courbe d'apprentissage. J'espère maintenant sincèrement qu'une fois cette audience terminée, vous vous présenterez à nouveau d'ici deux ou trois ans et que nous pourrions prendre appui sur ce que nous avons accompli ici, pour votre bénéfice et celui des usagers de la province du Nouveau-Brunswick. » (transcription, p. 3 924-5)

La Commission est très préoccupée des coûts de l'audience, tant en contraintes de temps pour toutes les parties qu'en dépenses monétaires. Le dossier de l'audience comprend 6 377 pages de transcription pour les 58 journées d'audience, 255 pièces et plus de 900 interrogatoires.

La Commission a identifié un certain nombre de facteurs qui ont affecté le coût et la complexité de l'audience. Ces facteurs incluent les 16 journées nécessaires à la conférence préparatoire à l'audience, pour entendre les requêtes et pour traiter des questions de confidentialité. La Commission a dû consacrer six journées pour entendre la preuve sur le taux de l'utilisation des poteaux par une tierce partie, puisque Distribution et Service à la clientèle Énergie NB et Rogers ne pouvaient en arriver à une entente. Le revenu associé à cette question représente moins de 0,3 pour cent du besoin en revenus total de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB.

La requête originelle de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB, en date du 31 mars 2005, demandait l'autorisation d'un supplément variable sur les carburants, un compte d'écart pour récupérer les coûts de carburant de façon rétroactive ainsi que l'autorisation de ses frais, de ses taux et de ses droits pour 2005/06. Lorsque la Commission a rejeté la demande de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB pour l'autorisation d'un compte d'écart, la Corporation a demandé un ajournement et elle a par la suite déposé un amendement à sa demande. L'amendement de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB portait sur une demande d'approbation en vue de modifier les frais, les taux et les droits pour l'année 2006/07.

Distribution et Service à la clientèle Énergie NB demandait l'autorisation d'augmenter ses recettes totales de 11,4 %. Elle n'avait pas déposé de demande tarifaire générale auprès de la Commission depuis les 13 dernières années. La demande a suscité un grand intérêt et la preuve a été déposée au nom de la demanderesse, de 6 intervenants et du personnel de la Commission. La demande a été entendue en quatre étapes, soit :

1. La répartition des coûts et la conception tarifaire
2. La prévision de la charge sur un an
3. Le taux pour l'utilisation des poteaux par une tierce partie
4. Le besoin en revenus pour 2006/07

Les facteurs présentés plus haut ont tous contribué à la complexité et au coût de l'audience. La Commission est d'avis que si Distribution et Service à la clientèle Énergie NB présentait une demande tarifaire aux 2 ou 3 ans, un bon nombre de sujets étudiés dans la demande actuelle seraient traités de façon plus efficace. De plus, la Commission n'était pas satisfaite de la qualité de l'information fournie par Distribution et Service à la clientèle Énergie NB en appui de sa requête et elle lui a ordonné d'entreprendre un certain nombre d'études. La Commission croit qu'une information plus actuelle et de meilleure qualité pourrait aider à réduire la durée de l'audience lors de requêtes futures.

Le dossier financier de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB pour les années où la Corporation n'a pas comparu devant la Commission est révélateur. Une société fermée aurait effectué une demande auprès de la Commission pour des augmentations lui permettant de rester entière ou elle aurait été forcée de déclarer faillite. Le mandat de la Commission est de soupeser les intérêts du service public et des contribuables et de s'assurer que les taux soient justes et équitables. La Commission est d'avis que si Distribution et Service à la clientèle Énergie NB adoptait une politique prévoyant une audience régulière devant la Commission et le dépôt d'une information complète et à jour, le temps et les coûts consacrés à la réglementation seraient réduits de façon importante.

Résultats d'exploitation d'Énergie NB de 1994 à 2005 :

Avant la présente audience, Énergie NB n'avait effectué aucune requête auprès de la Commission relative à une augmentation tarifaire depuis 1992. Cette requête portait sur la tarification pour l'année financière se terminant le 31 mars 1994 et elle était le sujet d'une décision rendue par la Commission en date du 23 avril 1993. Après cette décision, une limite a été imposée au droit de regard de la Commission. Un amendement à la loi a permis au service public de modifier ses taux et des droits, sans autorisation de la Commission, à condition que cette augmentation ne soit pas supérieure à trois pour cent ou à la différence procentuelle de la moyenne de l'indice des prix à la consommation du Nouveau-Brunswick. Cette limite a été confirmée par l'article 99 de la *Loi*.

Selon la preuve présentée au cours de l'audience, la Commission conclut qu'une telle limite est unique dans le domaine de la réglementation en Amérique du Nord. Énergie NB a augmenté ses taux et ses droits entre 1995 et 2005 sans présenter de demande à la Commission, grâce à cette limite. Au cours de cette période, le service public a également modifié un certain nombre de conventions comptables ; principalement en ce qui a trait aux conventions portant sur les comptes de réserve réglementaires approuvés par la Commission dans sa décision du 22 mai 1991. Les comptes de réserve avaient été établis pour atténuer l'impact des variations entre la production nucléaire et électrique et les ventes à l'exportation. Ces comptes de réserve, nommés « comptes pour les temps difficiles » lors de l'audience, se sont accumulés pendant un bon nombre d'années et ont été approuvés par la Commission. Leur solde s'élevait, au total, à plus de 169 millions \$. Ces comptes ont été fermés et le solde des comptes a été utilisé pour réduire les pertes encourues en 1994/95, 1995/96 et en 1996/97. Énergie NB a éliminé ces comptes sans demander l'autorisation de cette Commission.

La Commission est d'avis qu'une demande d'Énergie NB relative à une augmentation des taux et des droits et présentée dans les délais prescrits aurait permis d'éviter le déclin financier du service public pendant la période en question. Le 31 mars 1993, Énergie NB

possédait des avoirs sous forme de bénéfices non répartis d'une valeur de 409 millions \$. Le 31 mars 2005, le service public faisait état d'un déficit de l'ordre de 192 millions \$, ce qui représente une réduction de 601 millions \$.

Le président a discuté de cette question avec Mme MacFarlane :

[TRADUCTION] « Et la question était « Indiquez le montant perdu de façon cumulative par Énergie NB de 1993 à 2004. Et la réponse était essentiellement qu'il y avait une perte nette de 595 000 000 \$, incluant les 450 millions \$ radiés pour la centrale de production de Pointe Lepreau ? » »

Mme MacFarlane « C'est exact ». (transcription p. 3 912)

De plus, Mme MacFarlane a indiqué que l'élimination des comptes différés réglementaires ont entraîné une réduction des pertes d'exploitation déclarées de 169 millions \$. La Commission a accumulé les résultats rapportés par Énergie NB et les changements apportés aux comptes réglementaires différés et ces données sont présentées à l'annexe E.

Examen des politiques et de la législation

Une importante question soulevée tout au long de l'audience cherchait à déterminer si les résultats de la restructuration étaient conformes aux intentions de la politique gouvernementale et à l'objet de la *Loi*. La Commission comprend que les résultats de la restructuration dépendent de façon critique des détails de sa mise en œuvre et que de tels détails ne peuvent pas et ne devraient pas être inclus dans les exposés de principe généraux et la loi habilitante. C'est ce qui rend encore plus important le fait que les résultats soient évalués par rapport aux objectifs de la politique et à l'objet de la *Loi*.

Le contexte de la politique de la *Loi* figure dans le Livre blanc sur la politique énergétique du Nouveau-Brunswick (le Livre blanc), adopté par le cabinet en décembre 2000. C'est la facilitation d'un marché concurrentiel de l'électricité qui a incité la restructuration et le Livre

blanc présente la justification de la mise sur pied d'un marché concurrentiel à l'échelon du gros (Livre blanc, version anglaise, p.14) :

1. Un accès amélioré au marché de la Nouvelle-Angleterre pour les ventes à l'exportation en électricité qui aurait, c'est ce qu'on pensait alors, entraîné des prix en électricité moins élevés pour les clients de la province.⁶
2. Le maintien d'un avantage financier sur l'électricité des producteurs et des exportateurs du Nouveau-Brunswick vis-à-vis leurs compétiteurs de la Nouvelle-Angleterre, ce qui était censé être occasionné par « des taux du service public de l'État fondés sur les coûts inférieurs au marché du Nord-Est »;
3. S'assurer que « . . . les principaux investissements de capitaux sont soumis à un test de marché et . . . permettre au marché d'alimenter des décisions à l'égard du besoin en réseaux de production additionnels et de stratégies pour réduire les coûts de production. »
4. Tenir « . . . les investisseurs et non les clients, . . . [responsables] . . . des mauvaises décisions d'investissement. »

⁶ L'impact des revenus des ventes à l'exportation sur les taux à l'intérieur de la province a été estimé de façon variée :

1. « Sans ces ventes à l'extérieur de la province, les prix de l'électricité du Nouveau-Brunswick seraient supérieurs d'environ 10 %. » ; (Livre blanc sur la politique énergétique du Nouveau-Brunswick, déc. 2000, section 3.1.3.1, version anglaise, p. 14) ;
2. « . . . lui ont permis de maintenir des taux assez bas pour les clients de la province. » , (Rapport annuel 2000/2001 Énergie NB, Discussion et analyse de gestion, p.30) ;
3. [TRADUCTION] « Les taux des usagers du Nouveau-Brunswick sont jusqu'à 15 pour cent moins élevés qu'ils le seraient si Énergie NB n'avait pas la possibilité des bénéfices à l'exportation. », Plan des ressources intégrées d'Énergie NB, oct. 2001, Section 2.3)
4. [TRADUCTION] « L'exportation contribue à une réduction des taux d'environ 10 à 15 pour cent. », (Audience sur les taux de transmission à accès libre, le 19 nov. 2002, Transcription p. 239) ;
5. « Les marges de profit sur les ventes d'exportation sont de beaucoup inférieures à celles indiquées à l'origine, et qu'à présent, en raison de l'incertitude à propos du prix et de la disponibilité d'Orimulsion^{MD}, elles sont encore davantage réduites. La marge potentielle est insuffisante, en elle-même et par elle-même, pour qu'il soit dans l'intérêt public de permettre à Énergie NB de poursuivre la tenue des réservations MEPCO. » (Décision sur les TTAL, le 14 avril 2004, p.13).

Il est généralement accepté que les ventes d'exportation peuvent entraîner des taux moindres pour les clients de la province, si les revenus des ventes à l'exportation excèdent les coûts marginaux de l'énergie vendue et que la capacité de production pour l'exportation est requise pour la charge des clients de la province à un moment donné pendant l'année. Les écarts entre les estimations présentées plus haut sont partiellement imputables à l'utilisation des quantités et des prix d'exportation possibles c. l'utilisation des quantités et des prix d'exportation historiques et partiellement imputables au désaccord et/ou à l'incertitude du calcul des coûts marginaux de l'énergie exportée.

5. S'assurer « . . . que les bas prix d'électricité du Nouveau-Brunswick sont maintenus pour le bénéfice des clients existants. »

La Commission a développé une connaissance suffisante de la politique énergétique, de la Loi et des arrangements déterminés à cet égard pour présenter les observations suivantes.

L'état du « marché » de l'électricité

La Commission conclut que :

1. Les conditions requises présentées dans le Livre blanc pour un marché concurrentiel n'ont pas été réunies parce que : ^{7,8}

⁷ « La théorie économique et l'expérience récente permettent de supposer qu'il faut au minimum environ cinq entreprises de taille égale pour obtenir un marché relativement concurrentiel. ⁷ De plus, la part maximale de marché de l'un ou l'autre des fournisseurs ne doit généralement pas excéder 35 %. ⁸ À vrai dire, *pour établir un marché relativement concurrentiel à l'intérieur du Nouveau-Brunswick, il faudrait fractionner le portefeuille de production d'énergie de la société d'électricité d'État ou accroître substantiellement les interconnexions de transport d'énergie de la province avec les marchés voisins* de manière à offrir un accès supérieur au Nouveau-Brunswick. » ⁹ [c'est nous qui soulignons] (Livre blanc, version anglaise, p.16).

⁸ « ... *chacune des cinq conditions suivantes* devrait être respectée pour obtenir un marché concurrentiel au Nouveau-Brunswick :

- (1) *Une ORT* doit être créée pour inclure le Nouveau-Brunswick, New York, la Nouvelle-Angleterre et Québec et cette ORT doit réduire les couches de taux de transmission additionnelles pour chaque système de transmission passant entre le producteur et le client d'utilisation finale) ;
- (2) *La production et la transmission d'électricité sont séparées*, chacune étant constituée selon une structure ORT, et exploitée de façon autonome ;
- (3) *Une deuxième ligne de transport de 345 kV assurant la liaison avec la Nouvelle-Angleterre* est créée pour augmenter l'intégration du Nouveau-Brunswick dans le plus grand marché d'électricité du Nord-Est.
- (4) *Les droits et les contrats entre les producteurs autonomes et la société d'électricité d'État pour le projet Courtenay Bay* sont cédés à une compagnie de distribution ou les contrats sont restructurés pour permettre à ces ressources de participer comme fournisseurs concurrentiels au sein du plus grand marché d'électricité du Nord-Est ;
- (5) Si toutes les unités de production électrique et à combustible fossile du Nouveau-Brunswick sont la propriété d'une seule partie, alors *les ressources électriques ne doivent pas fixer les prix* et certaines restrictions doivent être imposées afin d'empêcher le propriétaire de ces unités électriques de les utiliser pour retenir physiquement l'énergie. De plus, le marché serait plus facilement concurrentiel et moins volatile si la compétition était limitée aux contrats bilatéraux et que la société d'électricité d'État devait desservir la charge de son client de distribution par le biais d'un contrat d'admissibilité. » [c'est nous qui soulignons] (Livre blanc, version anglaise, p.16).

- a. Le portefeuille de production d'énergie de la société d'électricité d'État n'a pas été fractionné.
 - b. Les interconnexions de transmission de la province avec les marchés voisins n'ont pas été améliorées de manière significative et aucune étude n'a été effectuée pour appuyer la notion que la 2^e ligne de transport assurant une liaison avec la Nouvelle-Angleterre sera suffisante pour permettre un marché concurrentiel au Nouveau-Brunswick.⁹
 - c. Une organisation de transmission régionale (ORT) n'a pas été créée.
 - d. Les contrats avec les producteurs autonomes n'ont pas été acheminés aux sociétés de distribution et ils n'ont pas été restructurés pour allouer les ressources permettant d'être en concurrence dans le marché du Nouveau-Brunswick.
 - e. La vraisemblance que des sociétés de transmission et de production puissent agir de façon indépendante est remise en question en raison de leur Conseil d'administration commun.
2. La structure des ententes d'achat d'énergie électrique confère « un avantage concurrentiel inhérent pour les nouveaux venus »¹⁰ chez Production Énergie NB avec l'exigence que Distribution et Service à la clientèle Énergie NB s'acquitte de tous les coûts fixes de Production Énergie NB.
3. Le régime de réglementation actuel ne protège pas de façon adéquate les intérêts des usagers d'électricité du Nouveau-Brunswick, en l'absence d'un marché concurrentiel.¹¹ Les commissions ont normalement le pouvoir d'enquêter sur les

⁹ « Il n'existe aucune étude permettant de déterminer particulièrement si le 400 MW est suffisant pour constituer la fondation d'un marché concurrentiel au Nouveau-Brunswick... » (Pièce A-107)

¹⁰ « Le fait qu'on pourrait percevoir que la société d'électricité d'État jouit d'un avantage concurrentiel inhérent par rapport aux nouveaux arrivants est un aspect qui peut présenter un obstacle à l'entrée au sein du marché de l'énergie de gros... Le gouvernement provincial examinera la question de l'établissement de règles du jeu équitables pour la société d'électricité d'État et les autres participants du marché au cours des deux prochaines années, et il s'assurera que ces règles ne généreront pas l'apparition d'un marché de gros concurrentiel. » [souligné dans la version originelle] (Livre blanc, version anglaise, p.18)

plaintes des clients des monopoles réglementés et d'ordonner les mesures qui s'imposent. Cette Commission possède un tel pouvoir en ce qui a trait aux services publics de distribution du gaz naturel et de transmission électrique qu'elle réglemente. Un pouvoir semblable ne lui a pas été accordé pour ce qui est de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB et la Commission ne peut initier une révision tarifaire malgré une claire intention politique.¹²

4. Le mécanisme utilisé pour traiter les coûts dits échoués présente un obstacle non nécessaire au développement des marchés.¹³ La *Loi* laisse à la seule discrétion de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB la décision de tenir une audience sur les coûts dits échoués. La Commission est incapable d'ordonner une telle audience et les clients de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB ne peuvent initier une audience sans faire part de leur intention de quitter le service standardisé. Les clients ne peuvent déterminer de façon raisonnable s'ils peuvent ou non quitter le service standardisé sans connaître les implications de leur départ sur les coûts dits échoués et ils ne peuvent savoir ce que seront ces coûts à moins d'obtenir une audience. Il s'agit clairement d'un obstacle important et non nécessaire au développement des marchés.

En théorie, la restructuration mise en œuvre par suite de la *Loi* a créé un marché de contrat bilatéral, selon lequel les clients des grandes industries et de la vente en gros peuvent

¹¹ « Pour assurer un transfert de telles épargnes à leur clientèle, le gouvernement provincial obligera les entreprises de distribution d'électricité à soumettre leurs taux et tous leurs contrats de longue durée à la Commission. Cette dernière pourra amorcer une enquête sur ces taux ou contrats de longue durée à la suite d'une plainte d'un usager ou de son propre chef. » (Livre blanc, version anglaise, p.28)

¹² « Pour assurer un transfert de telles épargnes à leur clientèle, le gouvernement provincial obligera les entreprises de distribution d'électricité à soumettre leurs taux et tous leurs contrats de longue durée à la Commission. Cette dernière pourra amorcer une enquête sur ces taux ou contrats de longue durée à la suite d'une plainte d'un usager ou de son propre chef. » (Livre blanc, version anglaise, p.28)

¹³ « Par conséquent, le gouvernement provincial adoptera une règle prévoyant un financement par l'usager en vue du recouvrement des coûts non amortis associés à l'implantation de la concurrence aux paliers de gros et de détail et à la production autonome d'énergie, chaque fois que c'est possible et d'une manière à ne pas entraver inutilement l'essor d'un marché dynamique de gros et de détail. » [Souligné dans la version originelle] (Livre blanc, version anglaise, p.29)

compter sur les arrangements contractuels pour l'approvisionnement en électricité et Production Énergie NB n'est pas obligée de construire de centrales d'énergie additionnelles selon l'obligation de desservir. Distribution et Service à la clientèle Énergie NB et les services publics de distribution municipaux demeurent obligés de desservir les charges dans leur zone de rayonnement. Toute électricité additionnelle requise par une telle croissance de la charge de distribution doit être achetée dans un marché de contrat bilatéral concurrentiel.

En fait, Production Énergie NB est un fournisseur non réglementé en électricité qui détient un monopole au Nouveau-Brunswick. Le monopole a été pour ainsi dire complété lorsque les contrats avec les producteurs autonomes ont été cédés à Production Énergie NB plutôt qu'à Distribution et Service à la clientèle Énergie NB. De plus, tel que mentionné ci-dessous, les coûts en immobilisation de Production Énergie NB ont été entièrement cédés et payés par Distribution et Service à la clientèle Énergie NB suite à l'acquisition des ententes d'achat d'énergie mais Production Énergie NB conserve les droits d'une bonne partie de l'électricité de ces actifs. Production Énergie NB peut faire une offre sur cette énergie auprès de n'importe quel marché en développement à un prix bien en-deçà de celui de ses concurrents, qui doivent recouvrer leurs coûts fixes dans les contrats d'approvisionnement. Peu importe le bien-fondé de ces arrangements, ils constituent un avantage à l'égard des frais pour Production Énergie NB, ce qui contredit l'intention du gouvernement d'appliquer un principe de « règles du jeu équitables » entre Production Énergie NB et les nouveaux venus sur le marché.

Application du principe de règles du jeu équitables

La Commission ne trouve aucun fondement dans la loi ou dans la politique justifiant sa considération de la notion de « règles du jeu équitables » entre différentes sources d'énergie pour fixer les taux d'électricité.

Au cours de l'audience, certains participants ont mentionné l'intention du gouvernement provincial d'instituer une politique de « règles du jeu équitables » entre les compagnies qui fournissent divers types de sources d'énergie pouvant être utilisées aux mêmes fins. Par

exemple, les besoins en chauffage électrique et en chauffage domestique à l'eau chaude peuvent être comblés en utilisant de l'électricité ou du mazout dans la plupart des régions du Nouveau-Brunswick et certains résidents peuvent utiliser le gaz naturel pour les mêmes fins. Certains participants ont suggéré que le but de la politique d'énergie de la province était de créer des « règles du jeu équitables » entre les fournisseurs de ces produits.

La Commission note que le Livre blanc contient des sections déterminées en relation avec les marchés pour le gaz naturel (3.2.2.2. Établissement d'un marché de détail concurrentiel, version anglaise, p. 34 ; 3.2.4. Sélection des combustibles axée sur le marché, version anglaise, p.36) et le mazout (3.3.2.2. Mazout domestique, version anglaise, p.42). Aucune de ces sections n'identifie de « règles du jeu équitables » étudiant la pertinence de l'électricité, même si elles traitent de questions pour lesquelles la fixation des prix de l'électricité s'avère particulièrement pertinente.

Dans le paragraphe « 3.1.3.4. Établissement de règles du jeu équitables », le Livre blanc indique clairement que le gouvernement s'inquiétait particulièrement que le service public d'État titulaire puisse raisonnablement concurrencer avec les nouveaux venus du marché de l'électricité à l'échelon du gros (Livre blanc, version anglaise, p.18) :

« Le fait qu'on pourrait percevoir que la société d'électricité d'État jouit d'un avantage concurrentiel inhérent par rapport aux nouveaux arrivants est un aspect qui peut présenter un obstacle à l'entrée au sein du marché de l'énergie de gros ... **Le gouvernement provincial examinera la question de l'établissement de règles du jeu équitables pour la société d'électricité d'État et les autres participants du marché au cours des deux prochaines années, et il s'assurera que ces règles ne gêneront pas l'apparition d'un marché de gros concurrentiel.** » [souligné dans la version originale]

La seule référence aux « règles du jeu équitables » dans le Livre blanc se trouve dans cette section et dans des conclusions finales subséquentes ayant trait à cette section. L'inquiétude porte sur les avantages inhérents de Production Énergie NB vis-à-vis les producteurs du

marché à but lucratif. Ces avantages incluent « une exemption du revenu de société et de l'impôt sur le capital des gouvernements provincial et fédéral, une exemption de certains impôts fonciers et de toutes les taxes d'utilisation des eaux, ainsi qu'une dette garantie par la province. » Une note en bas de page indique qu'il s'agit d'un avantage à l'égard des frais de 10 % à 20 %. Cette préoccupation a été traitée dans l'article 37 de la *Loi*, qui stipule que Distribution et Service à la clientèle Énergie NB et ses compagnies affiliées effectuent des paiements en remplacement d'impôts dont elles auraient dû s'acquitter si elles avaient été des sociétés privées.

Ententes d'achat d'énergie et contrats avec les producteurs autonomes

Introduction

Une partie de l'audience a été consacrée à la nature des ententes d'achat d'énergie qui régissent l'approvisionnement et les coûts de l'électricité au Nouveau-Brunswick. Il existe deux types d'ententes de ce genre :

1. Les ententes entre Distribution et Service à la clientèle Énergie NB et ses filiales d'exploitation (Production Énergie NB, COLESONCO, et Énergie nucléaire NB) ; et
2. Celles entre Production Énergie NB et divers producteurs autonomes du Nouveau-Brunswick.

Les ententes d'achat d'énergie entre Distribution et Service à la clientèle Énergie NB et ses filiales d'exploitation représentent la plus grande portion des coûts de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB pour l'exercice de référence, soit plus de 1 milliard de dollars. La Commission aurait normalement étudié les hypothèses, les pratiques et les décisions expliquant de tels coûts pour déterminer s'ils avaient été engagés de façon prudente et raisonnable. Parce que ces transactions sont effectuées entre des filiales d'exploitation réglementées et non réglementées, elles occasionnent un fardeau pour les contribuables de la compagnie réglementée qui ne devraient assumer ces coûts. L'article 156 de la *Loi* a expressément empêché la Commission d'effectuer une telle étude.

Un examen exhaustif de la nature et de la disposition des achats d'énergie et des arrangements en matière d'approvisionnement entre Distribution et Service à la clientèle Énergie NB, ses filiales d'exploitation et les producteurs autonomes n'a pas été effectué au cours de l'audience. La preuve entendue a identifié certains sujets de préoccupation que la Commission a l'intention de traiter lors de la prochaine audience, lorsque l'article 156 ne s'appliquera plus.

Il existe trois ententes d'achat d'énergie entre Distribution et Service à la clientèle Énergie NB et ses filiales d'exploitation, soit :

1. L'entente à façon avec COLESONCO.
2. L'entente d'achat d'énergie avec Énergie nucléaire NB.
3. L'entente de transmission avec Production Énergie NB.

Ces trois ententes comptent à elles seules pour 1,028 milliards de dollars (environ 80 %) des coûts de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB.

Bien que ces ententes précisent les coûts de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB, il n'existe aucun mécanisme en place pour s'assurer qu'elles reflètent de façon raisonnable les coûts réels de ces filiales. Ceci ne poserait pas de problème si ces compagnies étaient assujetties à des forces de marché concurrentielles et qu'elles étaient raisonnablement influencées par ces dernières, tel que le Livre blanc l'avait clairement anticipé. Dans ce cas, Distribution et Service à la clientèle Énergie NB et les autres participants du marché auraient été en mesure de « magasiner » pour les meilleurs services et le meilleur prix offerts par plusieurs fournisseurs potentiels (ou du moins par un bon nombre d'entre eux), et il aurait été raisonnable de s'attendre à ce qu'une telle compétition donne lieu à des coûts justes pour Distribution et Service à la clientèle Énergie NB.

Dans l'absence d'une concurrence, il est raisonnable de s'attendre à ce que cette Commission soit responsable de réviser et de réglementer les coûts des fournisseurs

de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB. Il s'agissait de la position de la plupart des intervenants au cours de l'audience et de la preuve présentée par les experts des intervenants publics.

Malheureusement pour les contribuables néo-brunswickois, la Commission n'a aucun pouvoir de réglementer Production Énergie NB ou d'ordonner à Production Énergie NB de déposer l'information pertinente sur les coûts dans un contexte d'une audience tarifaire. Le fait de ne pouvoir forcer la présentation de preuve était au cœur d'une question importante lors de cette audience.

Contrats avec les producteurs autonomes

Les contrats avec les producteurs autonomes sont des contrats prévoyant l'approvisionnement en électricité et en énergie par des producteurs autonomes. Tel que noté plus haut, le Livre blanc anticipait que ces contrats seraient attribués à une compagnie de distribution après la restructuration. En fait, il s'agissait d'une des cinq conditions identifiées comme étant nécessaire au développement d'un marché.

La Commission comprend que ces contrats comprennent des dispositions coutumières et raisonnables de confidentialité. Ces dispositions requièrent normalement que les parties préservent la confidentialité du contrat à moins qu'une autorité compétente n'en ordonne la divulgation. Si les contrats avec les producteurs autonomes avaient été confiés à Distribution et Service à la clientèle Énergie NB, la Commission aurait pu en ordonner le dépôt à titre confidentiel pour confirmer (ou réfuter) la vraisemblance des estimations des coûts du carburant pour le gaz naturel, qui contribuent de façon importante aux frais généraux de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB pour l'exercice de référence.

Parce que ces contrats ont été confiés à Production Énergie NB, la Commission ne pouvait en ordonner le dépôt, et seule Distribution et Service à la clientèle Énergie NB pouvait demander à Production Énergie NB de présenter ces contrats pour cette

audience. La Commission comprend que cette demande a été effectuée par Distribution et Service à la clientèle Énergie NB, que Production Énergie NB a demandé la permission aux producteurs autonomes de déposer ces documents à titre confidentiel, et que cette permission a été accordée.

Cette question est connexe à la demande tarifaire parce que toute l'énergie et l'électricité inhérentes aux contrats avec les producteurs autonomes ont été cédées à Distribution et Service à la clientèle Énergie NB en vertu des ententes de transmission sur l'achat d'énergie. L'entente de transmission nécessite que la consommation en carburant de toutes les installations soit estimée selon l'hypothèse de modélisation qui préconise que toutes les installations des producteurs autonomes soient affectées sous réserve de fiabilité impérative, sans égard à leur ordre de mérite économique¹⁴, ou au fait qu'elles représentent des avoirs hydroélectriques, de coproduction ou de producteur commerçant.¹⁵

Si une centrale de production autonome modélisée à fiabilité impérative était, en fait, affectée selon un ordre de mérite, le volume de carburant et les estimations de coûts employés pour appuyer la demande tarifaire seraient trop élevés, et la Commission réduirait le besoin en revenus pour l'exercice de référence. Par contre, si toutes les centrales de production autonome étaient désignées par contrat à fiabilité impérative, la Commission s'intéresserait à l'ampleur et à la répartition des coûts associés à ces engagements et à la vraisemblance de telles ententes.

¹⁴ Dans le cours normal des choses, les unités de production ayant les coûts variables les moins élevés sont affectées en premier, suivies d'une succession de centrales ayant des coûts de carburant progressivement plus élevés, jusqu'à ce que la demande soit satisfaite. Cette façon de faire mène à des coûts d'énergie d'ensemble les plus bas, et les centrales qui utilisent des carburants à coûts élevés, comme le gaz naturel ou du mazout léger à l'extérieur du réseau (arrêt d'exploitation) ne sont utilisées que lors des températures les plus froides, ce qui coïncide avec le moment de la demande la plus élevée. *Le fait de désigner une centrale à fiabilité impérative* signifie qu'elle doit opérer sans égard au fait que des sources d'énergie moins dispendieuses sont disponibles, et *entraîne des coûts d'électricité plus élevés qu'il en serait d'autre part*.

¹⁵ La différence entre les avoirs de coproduction et du producteur commerçant peut être importante dans ce contexte, une coproduction ou une centrale thermique et électrique est conçue pour fournir à la fois de l'électricité et de la chaleur et peut procurer des bénéfices environnementaux ce faisant. Un producteur commerçant ne fournit normalement que de l'électricité. Une attribution à fiabilité impérative *peut* constituer une condition légitime d'un contrat en matière d'approvisionnement avec un coproducteur, pour lequel une affectation pourrait interrompre le processus de production et entraîner des coûts additionnels. Lorsqu'un coproducteur demande un tel contrat, il serait raisonnable de s'attendre à une réduction correspondante des frais généraux de l'électricité en comparaison avec un producteur commerçant, pour lequel une capacité séparée et des paiements de l'énergie sont normalement suffisants.

La Commission a demandé de voir les contrats avec les producteurs autonomes pour confirmer que le libellé appuyait l'hypothèse de modélisation. Le témoignage des témoins pendant l'interrogatoire a indiqué que Distribution et Service à la clientèle Énergie NB s'inquiétait du fait que la répartition selon l'ordre de mérite entraînerait des préjudices financiers aux producteurs autonomes. Cette inquiétude tranche avec la preuve présentée par Distribution et Service à la clientèle Énergie NB qui sépare clairement le coût de la capacité (29,8 millions \$) et le coût du carburant (95,3 millions \$) pour les centrales alimentées au gaz naturel (Pièce A-95, p.12). La capacité et les coûts du carburant quantifiés séparément dans la pièce A-95 semblent indiquer que les contrats sous-jacents prévoient des paiements séparés pour la capacité et pour le carburant. De tels paiements séparés pourraient et devraient protéger les intérêts financiers des producteurs autonomes, en permettant de couvrir les coûts d'investissement (incluant les profits) dans le paiement pour la capacité, et en utilisant le paiement pour le carburant pour couvrir les coûts variables qui surviennent uniquement lors de l'affectation de la centrale.

Distribution et Service à la clientèle Énergie NB a déposé des documents confidentiels indiquant que les coûts de carburant seraient considérablement moindres si des unités de gaz naturel étaient affectées selon un ordre de mérite économique. Le bénéfice net de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB dans cette circonstance se traduirait en épargnes d'un montant imposant.

Ventes à l'exportation

La Commission note qu'une conséquence de l'attribution à fiabilité impérative de la capacité d'un producteur autonome, et par conséquent de l'imputation de frais plus élevés aux usagers du Nouveau-Brunswick, est que la capacité la moins dispendieuse déplacée par les ressources du producteur autonome est disponible pour concurrencer sur le marché à l'exportation. Parce que cette capacité peut être évaluée à un coût moindre que la capacité du producteur autonome sur le marché de l'exportation, il est raisonnable de croire qu'un plus grand volume de ventes à l'exportation (MWH) en résulte. Il est également possible que des

recettes provenant de l'exportation soient plus élevées, selon les conditions du marché et les contraintes de transmission.

Le produit des ventes à l'exportation est « partagé » entre Distribution et Service à la clientèle Énergie NB et Production Énergie NB, tel qu'indiqué dans les ententes de transmission sur l'énergie électrique. La quote-part annuelle de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB est établie comme un crédit limité brut de tierce partie, sur une base prospective de 5 ans, et Production Énergie NB est « à risques » des variations annuelles se situant dans les limites du montant établi à $\pm 20\%$. Ce qui signifie que Distribution et Service à la clientèle Énergie NB reçoit le montant établi pour autant que les produits se situent dans les 20 pour cent de ce montant. Si les recettes nettes de l'exportation diminuent à plus de 20 % en dessous de la valeur établie, la « quote-part » de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB est réduite ; si les recettes nettes s'avèrent plus élevées que prévu, soit une valeur supérieure à 20 %, Distribution et Service à la clientèle Énergie NB reçoit la moitié du montant supérieur à 120 % de la valeur établie.

Il est important de noter que l'entente de transmission requiert que Distribution et Service à la clientèle Énergie NB s'acquitte des coûts fixes associés aux avoirs de Production Énergie NB. Ce qui veut dire que les risques financiers à long terme associés à la propriété des avoirs de production sont acceptés par Distribution et Service à la clientèle Énergie NB et ses clients. À court et à moyen terme, une certaine portion de ces risques sera transférée à nouveau à Production Énergie NB par le biais du crédit limité brut de tierce partie. Tout compte fait, les clients de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB courent plus de risques associés à la production à long terme que les propriétaires/les investisseurs. Ce qui tranche grandement avec l'intention de la politique du Livre blanc, qui proposait que « . . . les investisseurs et non les clients, . . . [soient responsable] . . . des mauvaises décisions d'investissement. »

De plus, comme Distribution et Service à la clientèle Énergie NB accepte ce risque, qui est normalement le plus important d'un producteur, il est raisonnable de s'attendre que Distribution et Service à la clientèle Énergie NB obtienne une plus grande part des bénéfices

d'exportation que Production Énergie NB. Au vu des dispositions des ententes d'achat d'énergie relatives aux bénéfices d'exportation entre Distribution et Service à la clientèle Énergie NB et Production Énergie NB, il semble que Production Énergie NB soit avantagée.

Assurance

Les ententes d'achat d'énergie obligent Production Énergie NB, Énergie nucléaire NB et COLESONCO (producteurs) de souscrire à une assurance pour couvrir les coûts de remplacement de leurs installations, et Distribution et Service à la clientèle Énergie NB, par le biais des ententes d'achat d'énergie, doit s'acquitter du coût des primes. Les ententes d'achat d'énergie ne semblent pas exiger que les producteurs couvrent le manque à gagner dans le cas où les prestations provenant des réclamations d'assurance ne sont pas suffisantes pour permettre toutes les réparations nécessaires. Il semble, par conséquent, que les clients de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB acceptent les risques qui auraient dû être acceptés par les investisseurs des usines de production, tel que prévu dans le Livre blanc. Si les producteurs omettent de s'assurer que la couverture est suffisante et que le coût de la reconstruction est raisonnable, ce sont les clients de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB qui porteront le fardeau entier du manque à gagner.

Coûts associés aux améliorations environnementales

Les coûts associés aux améliorations environnementales sont limités à une estimation ferme des coûts. Si les coûts actuels se situent en deçà de l'estimation ferme, les épargnes seront partagées de façon égale entre Distribution et Service à la clientèle Énergie NB et le producteur. Cette situation peut être perçue comme une incitation pour que le producteur gère le projet afin de minimiser les coûts.

Malheureusement, cet arrangement encourage également le producteur à surestimer les coûts de l'amélioration en préparant l'estimation ferme. S'il peut établir l'estimation ferme à un niveau plus élevé que le coût probable de l'amélioration, Distribution et Service à la clientèle Énergie NB accepte le risque du dépassement des coûts jusqu'au niveau de l'estimation ferme. Si le projet se passe bien et que le coût se situe en dessous de l'estimation ferme, le

producteur conserve la moitié des « épargnes ». Si le projet rencontre des difficultés, l'estimation ferme élevée protège le producteur aux frais des clients de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB.

La mesure de protection principale qui empêcherait normalement un tel abus est l'indépendance de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB et Production Énergie NB. Si Distribution et Service à la clientèle Énergie NB était indépendante, on pourrait s'attendre à ce qu'elle consentît tous les efforts raisonnables pour s'assurer que l'estimation ferme est en fait une estimation juste des coûts du projet. Malheureusement, le témoignage de cette audience a clairement établi que la haute direction de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB est prête à sacrifier les intérêts de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB au nom des intérêts collectifs de ses filiales d'exploitation.¹⁶ La Commission est préoccupée du fait que des adaptations semblables seraient effectuées pour Production Énergie NB à l'égard des estimations fermes, au détriment des contribuables.

L'entente à façon avec Coleson Cove Corporation

Ajustement du coût thermique¹⁷

L'appendice 2.9.4 prévoit l'établissement d'un ajustement mensuel sur le prix payé pour l'électricité provenant des génératrices des centrales. Cet ajustement équivaut de façon

¹⁶ Question :

[TRADUCTION] « Alors, comme vice-président responsable de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB, vous ne vous êtes pas opposé [au changement apporté aux ajustements du débit d'électricité] ? Ou vous n'avez pas considéré les bénéfices que vos clients pourraient en retirer ? Vous n'avez pas – vous ne vous y êtes pas opposé du tout ? »

Réponse :

« Et bien, comme je l'ai dit, si je n'avais pas été sûr que le changement dans la méthodologie était la bonne chose à faire, je m'y serais définitivement opposé. Mais je ne vais pas m'opposer à quelque chose parce qu'il en résulterait des coûts plus élevés. Mon critère est le bon sens et c'est la bonne chose à faire. » (transcription, p. 4507).

¹⁷ « Le coût thermique » est le terme utilisé pour définir la quantité de carburant consommée par une centrale d'énergie pour produire une unité d'électricité. Les unités coutumières sont des *BTU par KWh*. Le coût thermique est multiplié par le prix du carburant (*en \$ par BTU*) pour déterminer le coût du carburant pour une centrale en particulier.

numérique à la différence entre la consommation cible du carburant et la consommation actuelle du carburant, multiplié par le coût du mazout lourd.

La consommation cible du carburant est le produit de la puissance actuelle nette de sortie de la génératrice et d'un taux cible de chauffage, qui peut varier d'un mois à l'autre, selon la charge placée sur la génératrice. Le coût du mazout lourd est défini comme le prix du mazout lourd dans le port de New York, en dollars US le baril plus 1,00 dollar US¹⁸. Cette somme est divisée par 6,3 pour convertir le dollar US le baril à un dollar US par million de BTU.¹⁹ Le prix du port de New York est basé sur les valeurs rapportées dans le *Platt's Oilgram U.S. Marketscan*. Si cet index n'est plus publié, le comité d'exploitation doit déterminer une mesure de remplacement appropriée et (*Appendice 2.9.4 – Page i*) [TRADUCTION] « . . . lorsqu'il est nécessaire d'apporter des ajustements additionnels à la définition du coût du mazout lourd, incluant les montants témoignant des coûts de transportation. . . »

L'effet net de l'ajustement du coût thermique est de récompenser le producteur pour avoir dépassé le coût thermique cible et de le pénaliser pour ne pas avoir atteint la cible. La Commission considère cet ajustement raisonnable en principe, mais s'inquiète du fait que sa vraisemblance globale dépende des faits déterminés de la question. À cet égard, la Commission est préoccupée du fait que :

1. Le mécanisme d'ajustement du prix ne semble pas refléter le coût actuel du fuel-oil résiduaire de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB, qui est acheté au moins une année à l'avance ;
2. La preuve à l'appui du supplément de 1,00 \$ devrait être étudiée pour en déterminer la vraisemblance ;

¹⁸ Le 1,00 dollar US témoigne probablement des coûts de transport additionnels en plus de la livraison au port de New York.

¹⁹ Conforme à la valeur de 6,287 million BTU par baril utilisée par le US Energy Information Administration pour le fuel-oil résiduaire.

3. Le coût thermique cible établit la norme en vertu de laquelle la performance est comparée, et les intérêts de COLESONCO et de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB se contredisent à cet égard. Il est donc extrêmement important que ces deux compagnies agissent comme entités indépendantes lorsqu'elles en négocient la valeur ;
4. Le comité d'exploitation semble jouir d'un pouvoir considérable pour ajuster la source du coût du mazout lourd lorsque le rapport Platt's ne sera plus publié, et (peut-être involontairement) d'aucun pouvoir de l'ajuster dans l'absence de cette éventualité ; et
5. Distribution et Service à la clientèle Énergie NB a le droit de demander, d'étudier et d'obtenir les résultats des tests de coût thermique des unités de production, mais ne l'a pas fait depuis l'importante remise à neuf.

Efficacité de l'appareil

L'article 2.6 prévoit une réduction calculée au prorata dans les paiements de capacité durant les mois d'hiver (janvier, février et mars) alors que la disponibilité²⁰ des producteurs d'unité descend au-dessous de 95 %, et durant la période estivale (juin, juillet et août) alors que la disponibilité des producteurs d'unité descend au-dessous de 85 %. De tels ajustements sont inversés si la moyenne de trois mois pour la disponibilité d'une unité est supérieure à l'objectif.

La Commission s'inquiète que la « compensation » versée à Distribution et Service à la clientèle Énergie NB pour une insuffisance de disponibilité pendant la période de pointe des mois d'hiver, c'est-à-dire une réduction dans son paiement de capacité, puisse être réduite ou éliminée en raison d'un « surplus » de disponibilité durant les mois ne correspondant pas à la période de pointe. Tel que l'illustre le tableau 1, le prix du marché de l'électricité varie en substance pendant les mois d'hiver.

²⁰ Une génératrice est *disponible* si l'opérateur système peut l'affecter pour combler la charge, peu importe qu'elle soit effectivement affectée ou non. La *disponibilité* est définie dans l'entente à façon comme le ratio de l'énergie produite si elle avait été affectée à sa capacité *déclarée* chaque heure d'un mois, divisé par l'énergie produite si elle avait été affectée à sa capacité *souscrite*.

Tableau 1
Prix du marché de l'électricité de la Nouvelle-Angleterre à
Keswick (Nouveau-Brunswick) pour les mois d'hiver de
2004/05 et 2005/06

mois	prix moyen mensuel – dollars US le MWh	
	2004/05	2005/06
novembre	45,14 \$	64,88 \$
décembre	51,98 \$	91,50 \$
janvier	61,30 \$	63,37 \$
février	49,42 \$	60,80 \$
mars	56,35 \$	59,16 \$

Cette grande variation des prix d'énergie en hiver, et le fait que des prix plus élevés sont traditionnellement associés avec les périodes de temps très froid, rendent la disponibilité de l'unité pendant la période de pointe encore plus précieuse que pendant les mois sans période de pointe pour Distribution et Service à la clientèle Énergie NB. La disposition portant sur la performance ne semble pas refléter cette réalité de façon adéquate.

Entente de transmission avec Production Énergie NB

Allocation d'énergie et allocation de surplus

Selon l'entente de transmission, Distribution et Service à la clientèle Énergie NB doit s'acquitter de tous les frais fixes de Production Énergie NB par le biais d'un paiement de capacité. Elle ne peut réduire ses paiements qu'en diminuant sa capacité désignée. La capacité désignée est établie au départ à 2425,1 MW, ce qui représente l'ensemble de la capacité de production de la charge de base possédée en propre ou sous contrat par Production Énergie NB et/ou COLESONCO.²¹ Un total de 1258,4 MW de capacité de pointe

²¹ Cette quantité n'inclut pas la capacité attribuable à la centrale nucléaire de Pointe Lepreau, qui est couverte par une entente d'achat d'énergie séparée. Elle exclut également l'unité 4 de Courtenay Bay, une turbine à vapeur de 97,7 MW alimentée au fuel-oil résiduaire. Cette unité est créditée à la capacité de pointe.

est également attribué à Distribution et Service à la clientèle Énergie NB, et ce montant varie au pro rata de la capacité désignée. Distribution et Service à la clientèle Énergie NB ne peut ajuster la quantité de la capacité de pointe achetée de Production Énergie NB, sans égard à la quantité de la capacité de production de la charge de base qu'elle achète.

L'allocation d'énergie de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB (Section 3.1.2) est limitée à 56,5 % de la production, à supposer que les actifs de la charge de base fonctionnent pleinement chaque heure de l'année. Il s'agit d'un montant considérablement moins élevé que la capacité de production de 85 %, normalement attendue d'une bonne gestion des actifs de production de la charge de base. La différence entre une capacité de production raisonnablement normale et le droit de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB est l'équivalent d'une capacité de production de quelque 690 MW payée par Distribution et Service à la clientèle Énergie NB mais que Production Énergie NB est libre de vendre sur le marché libre.

Le coût variable de ce surplus d'énergie pour Production Énergie NB correspond simplement au coût différentiel du carburant et de l'entretien. Les coûts fixes de cette énergie pour Production Énergie NB correspondent à la marge de crédit brute de la tierce partie payée à Distribution et Service à la clientèle Énergie NB. Elle est établie à 69,4 millions \$ pour l'exercice de référence, ce qui équivaut à 8 377 \$ le MW-mois.²² La Commission note que l'appendice 1.1.17, à la page ii de l'entente de transmission indique que Distribution et Service à la clientèle Énergie NB paie 9 166,67 \$ le MW-mois à Production Énergie NB pour la capacité désignée pendant l'exercice de référence. En vertu des arrangements actuels, par conséquent, Distribution et Service à la clientèle Énergie NB est obligée de vendre sa capacité à Production Énergie NB à un prix inférieur à celui demandé par Production Énergie NB à Distribution et Service à la clientèle Énergie NB pour la même capacité.

²² 69,4 millions \$ répartis en 12 mois équivalent à 5,78 million \$ par mois. En divisant 5,78 millions \$ par mois par 690 MW, on obtient le prix payé par Production Énergie NB pour la capacité, soit 8 377 \$ le MW-mois.

La Commission s'attendrait normalement à ce que de telles transactions s'effectuent au même prix. Parce qu'il n'en est rien, les clients de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB semblent subventionner Production Énergie NB pour un montant de 6,5 millions \$ pour l'exercice de référence.

Le prix payé par Distribution et Service à la clientèle Énergie NB à l'endroit de Production Énergie NB est censé augmenter de 9166,67 \$ le MW-mois à 10 416,67 \$ le MW-mois à la fin de l'année financière se terminant le 31 mars 2008, ce qui équivaut à une augmentation de 13,6 %, et rester le même pendant les 8 années subséquentes. Le prix payé par Production Énergie NB Distribution et Service à la clientèle Énergie NB (la marge de crédit brute de la tierce partie) est censé augmenter de 0,3 % pour l'année financière se terminant le 31 mars 2008. Il chute ensuite de 72 % l'année suivante²³, possiblement en raison de l'interruption pour la remise à neuf de la centrale de Pointe Lepreau, et :

« En octobre 2008, Distribution et Service à la clientèle Énergie NB et Production Énergie NB doivent fixer une marge de crédit brute de la tierce partie pour chacune des 5 années financières commençant le 1er avril 2009... »

Tel que noté plus haut, la Commission s'inquiète que ces modalités ne respectent pas suffisamment l'intention de la politique gouvernementale telle qu'indiquée dans le Livre blanc et dans la Loi. Elles font porter le fardeau des risques par Distribution et Service à la clientèle Énergie NB alors qu'une simple lecture du Livre blanc semble suggérer que ce fardeau soit assumé par Production Énergie NB. Elles semblent également subventionner la participation de Production Énergie NB au marché en développement. Ce qui fait pencher fortement la balance des « règles du jeu » en faveur de Production Énergie NB vis-à-vis les autres participants potentiels du marché et vient complètement contredire la politique gouvernementale.

²³ ANNÉE FINANCIÈRE 2007/08, 69,6 millions \$; ANNÉE FINANCIÈRE 2008/09, 19,4 millions \$. (Appendice 6.3, Entente de transmission d'achat d'énergie)

La Commission note également que les paiements effectués par Distribution et Service à la clientèle Énergie NB à Production Énergie NB sont ajustés à la hausse de façon annuelle pour compenser l'inflation générale, mais qu'aucun de ces ajustements n'est effectué pour les paiements de Production Énergie NB à Distribution et Service à la clientèle Énergie NB. Un tel traitement asymétrique est contre-indiqué.

Amélioration du facteur de charge

Une compagnie de capital bien gérée devrait normalement chercher à perfectionner le facteur de charge pour améliorer les taux d'utilisation des actifs. Elle obtiendrait ce résultat en effectuant des démarches pour réduire la demande de pointe, ou la cadence de l'augmentation de la demande de pointe, soit en conservant ou en augmentant le volume des ventes. Les dispositions à l'égard de la répartition de l'énergie dans l'entente de transmission découragent de telles pratiques de bonne gestion.

Par exemple, si Distribution et Service à la clientèle Énergie NB réduisait sa demande de pointe tout en conservant un niveau constant de ses ventes d'énergie grâce au déplacement de la charge à des taux horaires²⁴, il serait raisonnable de s'attendre que Distribution et Service à la clientèle Énergie NB et ses clients bénéficient de cette réduction de la demande en réduisant la sélection de capacité en vertu de l'entente d'achat d'énergie.

Malheureusement, la répartition de l'énergie de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB est proportionnelle à sa sélection de capacité. Réduire sa sélection équivaldrait à réduire sa répartition d'énergie, ce qui aurait pour effet de la forcer à accéder « au marché » pour se procurer l'écart entre son besoin énergétique constant et la répartition prévue par la nouvelle sélection. Tel qu'indiqué plus haut, Production Énergie NB domine clairement « le marché », et il en résulterait probablement que Distribution et Service à la clientèle Énergie NB paierait le prix de la Nouvelle-Angleterre à Production Énergie NB pour l'écart

²⁴ Dans ce contexte, le Livre blanc précise : « Les taux horaire d'électricité seront présentés dans le but d'informer les clients des coûts réels de la consommation et de leur fournir des signaux de prix leur permettant de prendre des décisions économiques fondées sur l'efficacité énergétique et afin de contrôler leurs coûts en énergie. » (Livre blanc, version anglaise, p.vi).

d'énergie. Il est généralement prévu de ce prix serait plus élevé que les coûts structuraux de l'énergie prévus dans les ententes d'achat d'énergie, réduisant ainsi l'incitation de Distribution et Service à la clientèle et ses clients à améliorer le facteur de charge, ce qui a pour effet de transférer les bénéfices de telles améliorations à Production Énergie NB.

Une telle désincitation de l'utilisation des avoirs n'est pas dans le meilleur intérêt des clients de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB ou de l'actionnaire à long terme. Cette situation serait également incompatible avec la direction établie dans le Livre blanc du gouvernement.

Ajustement des bénéfices d'achat pour les tierces parties

Cette partie de l'entente décrète que Production Énergie NB et Distribution et Service à la clientèle Énergie NB doivent partager de façon égale toute épargne obtenue en procurant de l'électricité à Distribution et Service à la clientèle Énergie NB par l'entremise d'une tierce partie à un prix moins élevé que celui établi dans l'entente de transmission. Ce qui n'est pas clair, c'est comment le développement d'un marché robuste sera desservi en ayant un fournisseur dominant (Production Énergie NB) qui agit comme agent ou courtier pour Distribution et Service à la clientèle Énergie NB afin d'obtenir l'énergie des autres participants au marché. Il semble plutôt que les concurrents potentiels de Production Énergie NB préféreraient vendre directement à Distribution et Service à la clientèle Énergie NB. Tout compte fait, il semble qu'il serait également préférable, du moins pour les clients de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB, de supprimer « l'intermédiaire » et d'acheter directement du fournisseur le moins cher.

L'entente de transmission ne semble pas faciliter cette option. Elle semble plutôt être un obstacle au développement d'un marché concurrentiel en favorisant la participation active du Producteur titulaire et dominant comme agent de la plus grande entreprise répondant à la charge du marché. D'autre part, selon toute vraisemblance, les prix d'électricité seront plus élevés que nécessaire pour les clients du Nouveau-Brunswick. L'entente semble offrir à

Production Énergie NB une certaine protection contre les forces du marché concurrentiel, ce qui pourrait s'avérer un bénéfice limité pour les actionnaires.

Faiblesse des ententes d'achat d'énergie de Pointe Lepreau

L'entente d'achat d'énergie électrique de Pointe Lepreau spécifie qu'elle doit fournir 4 240 GWh par année avant sa remise à neuf et 4 500 GWh par après. Dans l'éventualité où la production ne peut répondre à l'objectif, Production Énergie NB est tenu de combler l'écart entre l'objectif et la production réelle. En échange, Distribution et Service à la clientèle Énergie NB est tenue de payer une prime pour cette compensation en énergie de façon à ce que le prix total payé pour l'énergie équivaut à ce qui aurait été payé si Production Énergie NB avait atteint l'objectif. Cette situation est inquiétante pour deux raisons.

Le premier problème, et le plus évident en ce qui a trait à l'arrangement, c'est qu'il exonère la partie production d'Énergie NB de toute responsabilité lorsque les objectifs de production ne sont pas atteints. Le fait de ne pas atteindre les objectifs de production à Pointe Lepreau pourrait être imputable à une situation malchanceuse ou à une mauvaise gestion. Dans un cas ou l'autre, les recettes d'Énergie nucléaire NB seront réduites en proportion de l'écart, et les recettes de Production Énergie NB seront augmentées du même montant, les deux compagnies n'étant pas affectées. Bien que Production Énergie NB et Énergie nucléaire NB soient des « personnes » séparées au sens de la loi, elles demeurent également des compagnies intimement affiliées avec le même conseil d'administration, le même président, et le même propriétaire/investisseur. Ensemble, elles ne sont pas pénalisées pour un manque à gagner dans la production qui pourrait être normalement imputable à une mauvaise gestion. La Commission trouve difficile de composer avec les intentions politiques du gouvernement et sa propre appréciation d'une bonne pratique réglementaire et entrepreneuriale.

Le second problème et (peut-être) le moins évident en ce qui a trait à l'arrangement, c'est que les ententes d'achat d'énergie avec Énergie nucléaire NB et Production Énergie NB font état de bases de prix différentes. L'entente d'achat d'énergie avec Énergie nucléaire NB a été structurée de façon à permettre à Distribution et Service à la clientèle Énergie NB de payer

un prix simple, en \$ par MWh, pour l'énergie fournie. Ce prix inclut clairement une compensation pour les coûts fixes et variables. L'entente d'achat d'énergie avec Production Énergie NB prévoit une séparation entre les paiements de capacité et les paiements d'énergie, et le paiement de capacité est conçu pour recouvrer tous les coûts fixes de Production Énergie NB. Dans l'éventualité d'un manque à gagner par Énergie nucléaire NB, Production Énergie NB suppléerait à la situation en utilisant la capacité déjà payée par Distribution et Service à la clientèle Énergie NB tout en demandant un prix incluant une provision pour la capacité, ce qui aurait pour effet de gonfler la facture pour la capacité de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB.

À l'origine, il y avait apparemment la notion que, en vertu de son obligation de compenser l'énergie, Production Énergie NB se privait d'une occasion de vendre cette énergie sur le marché, et on croyait que le prix de l'énergie d'Énergie nucléaire NB constituerait un montant de remplacement raisonnable pour le prix du marché. Dans cette notion, l'hypothèse implicite est qu'en réalité Production Énergie NB serait capable de vendre toute l'énergie de compensation sur le marché pendant que le manque à gagner est comblé.

Pour vérifier cette hypothèse, la Commission a noté que Production Énergie NB a rapporté des ventes à l'exportation de 305 GWh pour les mois de juillet et de août 2005. La livraison sur le seul lien direct au gros marché de la Nouvelle-Angleterre, la ligne de transport MEPCo, était de 266 GWh, soit 26 % de la puissance nominale de cette ligne pour la période. La Nouvelle-Angleterre a connu sa charge de pointe pour 2005 durant l'heure se terminant à 15 h H.A.E, le 27 juillet. Pendant cette heure, la ligne de transport MEPCo a acheminé 238 MW. Elle peut normalement en transporter 700 MW. Ces faits semblent indiquer que les questions de transmission n'ont pas empêché Production Énergie NB de vendre l'énergie de surplus sur le marché de la Nouvelle-Angleterre pendant ces mois.

La Commission note également que, si Énergie nucléaire avait été incapable de fournir l'énergie durant les 2 mois d'été de 2005, Production Énergie NB aurait été invitée à fournir à Distribution et Service à la clientèle Énergie NB les quelques 937 GWh d'énergie manquants. Dans ce cas, Production Énergie NB n'aurait eu à se priver que de 305 GWh de

ventes à l'exportation, tout au plus, soit le montant qu'elle était en réalité en mesure d'exporter, et non les 937 GWH prévus dans l'entente d'achat d'énergie.

À en juger, les conditions de l'attribution des coûts pour le manque à gagner de Pointe Lepreau semblent être incompatibles avec les objectifs d'intérêt public et soulèvent des doutes raisonnables sur un traitement injuste des clients de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB.

Paielement de capacité

Le paiement de capacité mensuel est présenté dans l'appendice 1.1.17. Il indique que Distribution et Service à la clientèle Énergie NB devait payer 8 333,33 \$ le MW-mois au cours de l'année financière 2004/05. Ce montant a augmenté de 416,67 \$ pour l'année financière 2005/06 et d'un montant additionnel de 416,67 \$ pour l'exercice financier de référence 2006/07. Pour l'année financière 2007/08, ce montant devrait être également augmenté de 1 250 \$, soit une augmentation totale de 25 % sur trois ans. Il devra par la suite demeurer relativement constant jusqu'à l'exercice financier de 2017, alors qu'il sera réduit d'environ 1 pour cent par année jusqu'à 2030. La Commission a entendu la justification de la variation dans les paiements de capacité, nommément dans le but permettre à Production Énergie NB de bénéficier du rendement requis pendant la durée des ententes. La base du calcul du paiement de capacité n'est pas illustrée et, par conséquent, sa vraisemblance ne peut être évaluée. De plus, la formule pour les ajustements liés à l'IPC n'est pas explicite et, par conséquent, difficile à rationaliser.

Questions légales et législatives :

Introduction :

La demande d'autorisation de revenus et de taux pour l'exercice de référence 2006/07 présentée par Distribution et Service à la clientèle Énergie NB est la première audience de ce genre tenue par la Commission en vertu de la *Loi*. La *Loi* a été proclamée le 1^{er} octobre 2004, mis à part les articles 5 et 80 et les paragraphes 99(2) et 99(3), les articles 156 et 157 et

l'alinéa 175(1)(b). De ces dispositions, l'article 156 a une portée majeure et matérielle sur cette décision. La requête a été effectuée en vertu de la partie IV de la *Loi*.

L'article 156 figure à la partie V de la *Loi* sous l'intitulé « dispositions transitoires » et a été proclamé le 9 mai 2005. L'article 80 figure à la partie IV de la *Loi* et a été proclamé le 13 octobre 2005. L'article 156 stipule qu'aux fins de la première audience de la Commission en vertu de la partie V, les actifs transférés aux diverses filiales de Holdco, incluant Distribution et Service à la clientèle Énergie NB, avant l'entrée en vigueur de l'article, sont réputés avoir été acquis de façon prudente et utilisés pour les opérations de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB. De plus, l'article 156 stipule que toute dépense engendrée par les divers contrats de service conclus notamment par Distribution et Service à la clientèle Énergie NB avant l'entrée en vigueur de l'article sont réputés nécessaires à la fourniture de ces services.

Il s'agit normalement de questions étudiées par Commission lors d'une demande représentative d'autorisation tarifaire et de revenus. Le délai dans la proclamation de l'article 156 a permis à Distribution et Service à la clientèle Énergie NB de conclure des négociations liées à un bon nombre de contrats de service avec les filiales d'exploitation et d'en empêcher un examen détaillé. Si l'article 156 avait été proclamé au même moment que les autres parties de la *Loi*, ces contrats de service auraient été l'objet d'un examen par la Commission au cours de cette audience.

Avant de clore les représentations, la Commission a demandé à Distribution et Service à la clientèle Énergie NB et aux intervenants de commenter un bon nombre de questions dans leurs conclusions finales. De plus, dans sa conclusion finale, l'IP a soulevé une question légale pour la première fois.

Article 156 :

En ce qui concerne l'article 156, la Commission a sollicité des commentaires sur l'impact de l'article pour toute requête soumise à la Commission suivant la divulgation de la présente

décision. Le New Brunswick Municipal Electric Utility Association a présenté une argumentation imposante alléguant que cette section est périmée et qu'elle n'aura plus de force exécutoire à la conclusion de la présente audience. L'IP et le CME ont souscrit à cette position. EGNB, bien qu'indiquant n'avoir aucun commentaire sur l'effet de l'article 156 pour les audiences subséquentes, a enjoint qu'une telle décision devrait être reportée à la prochaine audience puisque ce n'est qu'à ce moment qu'elle deviendra une question substantielle. Distribution et Service à la clientèle Énergie NB a accepté que cet article soit périmé à la conclusion de la présente audience mais a allégué que l'article aurait un impact légal résiduel sur les audiences subséquentes. Essentiellement, Distribution et Service à la clientèle Énergie NB a fait valoir que pour toutes les audiences subséquentes les valeurs d'actif et les dépenses jugées prudentes et nécessaires en vertu de l'article 156 ont force exécutoire auprès de la Commission. Ce qui veut dire que la Commission ne peut revenir à des révisions prudentes et normales au cours de telles audiences subséquentes parce que la *Loi*, par l'intermédiaire des dispositions déterminatives de l'article 156, a empêché la tenue de telles révisions à moins d'un changement matériel dans les actifs ou les contrats.

La Commission partage l'analyse du New Brunswick Municipal Electric Utility Association et elle est d'avis que l'article 156 est périmé et qu'il ne possède aucune force exécutoire à l'égard de l'application de la présente décision.

La Commission rejette l'allégation de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB à l'effet que l'article 156 a un impact résiduel en raison des dispositions déterminatives. Sa position ne prend pas en compte le préambule de l'article qui stipule clairement que l'article s'applique « *aux fins de la première audience de la Commission...* ». Ces mots s'appliquent à l'ensemble de la disposition et il n'existe aucun libellé ou déduction nécessaire dans cette section qui suggère que ces dispositions auront un impact sur les audiences subséquentes. La Commission note que l'article 156 figure dans la partie V de la *Loi* sous l'intitulé « dispositions transitoires ». Conformément aux règles modernes d'interprétation des lois qui stipulent qu'une disposition législative doit être étudiée dans le contexte du texte législative dans son ensemble, la Commission juge que l'inclusion de l'article 156 dans la partie de cette *Loi* vient appuyer sa conclusion.

Frais de sortie :

Un certain nombre de participants a soulevé la question des frais payables à un service public de distribution municipal ou encore celle d'un client industriel qui quitte le service standardisé. De tels frais portent généralement le nom de « frais de sortie » et sont traités dans les articles 78 et 79 de la *Loi*. La Commission se préoccupe du fait que le développement d'un marché d'électricité, tel qu'envisagé dans la *Loi*, sera invalidé si de tels clients devaient remettre un avis pour quitter le service standardisé de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB avant de pouvoir déterminer de façon absolue les frais de sortie dont ils doivent s'acquitter. Les frais de sortie sont payables lorsqu'un tel client quitte le service standardisé, lorsqu'il réduit son engagement au service standardisé en achetant de l'énergie d'une tierce partie ou lorsqu'il fournit lui-même une partie de ses besoins en énergie.

La Commission a demandé que Distribution et Service à la clientèle Énergie NB et les intervenants se penchent sur cette question dans leurs conclusions finales. Essentiellement, il existe deux interprétations pouvant s'appliquer aux articles 78 et 79. En premier lieu, ces deux articles doivent être lus de façon conjonctive, c'est-à-dire qu'ils doivent être lus ensemble de telle manière qu'un avis formel de quitter le service standardisé est exigé avant de comparaître devant la Commission pour que la Commission puisse déterminer les frais de sortie. En second lieu, l'avis formel stipulé dans la section 78 établit une marche à suivre distincte des dispositions de l'article 79. L'article 79 peut être invoqué pour que la Commission détermine les frais de sortie sans avoir à remettre l'avis officiel stipulé à l'article 78, ce qui veut dire que les sections doivent être interprétées séparément.

L'Exploitant de réseau du Nouveau-Brunswick, bien que n'ayant pas participé activement à l'audience, a jugé que cette question était très importante au développement du marché de l'énergie. Après avoir reçu l'information à l'effet que la Commission souhaitait traiter de cette question au cours de l'audience, il a demandé l'autorisation à la Commission de

présenter ses observations sur cette question et en a obtenu la permission avec l'assentiment des participants.

Le New Brunswick Municipal Electric Utility Association a allégué que les deux interprétations devaient s'appliquer aux articles. EGNB et Distribution et Service à la clientèle Énergie NB étaient de l'avis que les deux dispositions doivent être lues disjonctivement. Ce qui signifie qu'il est clair que l'intention de la *Loi* au sujet de l'avis stipulé à l'article 78 n'est pas d'établir une condition préalable pour qu'un client puisse invoquer l'article 79. L'article 79 permet à la Commission de déterminer des frais de sortie pour permettre au client d'obtenir l'information essentielle à l'égard des coûts avant de décider de quitter ou de réduire le service standardisé.

L'Exploitant du réseau Nouveau-Brunswick s'est rallié à EGNB et Distribution et Service à la clientèle Énergie NB à l'effet que les articles puissent être lus séparément mais a allégué que Distribution et Service à la clientèle Énergie NB se trompait quand elle affirmait qu'il n'y a que deux interprétations possibles qui s'appliquent à ces articles.

Divers participants ont suggéré, à la lumière de l'ambiguïté de l'interprétation des articles, que la Commission étudie les dispositions dans le contexte entier de la *Loi* dont l'un des objectifs principaux est le développement d'un marché de l'énergie à l'échelon du gros. On a suggéré que la Commission exerce les pouvoirs qui lui sont conférés à l'article 128 et 130 de la *Loi* pour statuer en faveur de l'interprétation disjonctive des sections.

La Commission note que l'article 128 figure dans la partie V de la *Loi* et que cet article est limité aux questions émanant de cette partie de la *Loi* alors que la présente requête a été effectuée en vertu de la partie IV. De plus, la Commission est consciente des mises en garde imposées à l'utilisation du pouvoir général « d'intérêt public » stipulé dans l'article 130, et exprimées dans la récente décision de la Cour suprême du Canada : *ATCO Gas & Pipeline Ltd. c. Alberta (Energy & Utility Board)*, 2006 CSC 4, rendue en février 2006.

La Commission rejette l'interprétation des sections 78 et 79 de l'Exploitant de réseau du Nouveau-Brunswick et partagée par l'IP, le New Brunswick Municipal Electric Utility

Association et EGNB ou la position de la demanderesse Distribution et Service à la clientèle Énergie NB. L'interprétation de la Commission est, à la suite d'une simple lecture des deux dispositions, qu'un avis formel doit être donné par un client en vertu de l'article 78 de la *Loi* à l'effet qu'il quittera le service standardisé avant qu'il puisse invoquer les dispositions de l'article 79 permettant à la Commission de déterminer les frais de sortie. La Commission n'est pas prête à invoquer les sections 128 et 130 de la *Loi* à l'égard de son interprétation des articles 78 et 79 puisqu'elle juge que ces articles ne s'appliquent pas à la question des frais de sortie. Par conséquent, la Commission ne peut entreprendre une audience sur les frais de sortie.

Articles 98 et 99 :

Dans ses conclusions finales, l'IP a suggéré que les dispositions de l'article 98 et du paragraphe 99(1) peuvent être interprétées pour permettre à Distribution et Service à la clientèle Énergie NB d'augmenter les taux de plus de 3 % pour n'importe quelle année financière sans avoir à se présenter devant la Commission. Il a demandé que la Commission traite de cette question dans sa décision. En particulier, il alléguait que Distribution et Service à la clientèle Énergie NB pouvait augmenter ses taux de 3 % en vertu de l'article 98(1) nonobstant la restriction figurant au paragraphe 99(1) pendant une année financière au cours de laquelle la demande d'augmentation tarifaire de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB a été acceptée par la Commission.

Le New Brunswick Municipal Electric Utility Association et Distribution et Service à la clientèle Énergie NB ont tous deux allégué qu'une simple lecture de la partie IV de la *Loi* en vertu de laquelle la demande avait été déposée permettait de conclure qu'une augmentation tarifaire effectuée pendant une année financière donnée et qui entraînerait une augmentation tarifaire totale de plus de 3 % au cours de cette année financière devait être autorisée par la Commission avant d'être instituée.

Ajustement d'électricité :

Au cours de l'audience, un temps considérable a été consacré à une discussion portant sur

l'effet possible d'une production hydroélectrique au-dessus de la moyenne en 2005/06.

Production Énergie NB est propriétaire de plusieurs génératrices hydroélectriques pouvant approvisionner Distribution et Service à la clientèle Énergie NB en énergie. Pour les besoins des ententes d'achats d'énergie, la production annuelle d'énergie de ces génératrices est estimée à 2 654 GWh. Ce 2 654 GWh est calculé en fonction de la quantité moyenne annuelle d'énergie produite par les génératrices hydroélectriques sur une période significative. Lorsque la production annuelle se situe en dessous de cette quantité, Distribution et Service à la clientèle Énergie NB effectue un paiement à l'endroit de Production Énergie NB et si la production est plus élevée, c'est Production Énergie NB qui effectue un paiement à l'endroit de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB.

L'article 6.12 de l'entente de transmission entre Distribution et Service à la clientèle Énergie NB et Production Énergie NB régit ces ajustements. Le 2 654 GWh est déterminé et il est utilisé pour calculer la variance dans la quantité de production pour une année donnée. Toutefois, le prix par GWh qui doit être utilisé n'est pas déterminé. L'article mentionne les coûts différentiels encourus ou évités par Production Énergie NB mais n'indique pas comment ces coûts différentiels peuvent être déterminés. L'Exploitant de réseau du Nouveau-Brunswick affecte normalement les unités de production selon le coût le moins élevé. Les unités les moins dispendieuses sont affectées en premier et, au fur et à mesure que la demande augmente, les unités plus dispendieuses sont ajoutées. Le coût différentiel, à n'importe quel moment donné, est le coût de production d'une unité d'électricité additionnelle.

Distribution et Service à la clientèle Énergie NB et Production Énergie NB ont tous deux nommé un représentant à un comité d'exploitation (« Comité d'exploitation »). Ce représentant a la permission d'agir en leur nom lorsqu'on aborde les questions d'exploitation et d'administration de l'entente de transmission liant Distribution et Service à la clientèle Énergie NB et Production Énergie NB.

Au début, le Comité d'exploitation a décidé d'utiliser les coûts différentiels se situant au sommet de toute l'énergie produite, incluant les ventes à l'exportation, pour fixer le prix

stipulé à l'article 6.12. Ce qui voulait dire que la source d'électricité la plus dispendieuse de Production Énergie NB était utilisée pour établir les coûts différentiels. Le 30 août 2005, le Comité d'exploitation a décidé qu'il était plus approprié d'utiliser les coûts différentiels se situant au sommet de la production énergétique de la province pour calculer le prix des ajustements de l'article 6.12. Ce changement apporté à la façon de procéder était rétroactif au 1^{er} avril 2005. La quantité d'énergie requise dans la province est moindre que celle nécessaire aux marchés de la province et à l'exportation. Tel qu'indiqué plus haut, plus la quantité d'énergie produite est élevée, plus les coûts différentiels seront élevés. Le changement apporté à la façon de procéder pour établir le prix de l'article 6,12, par conséquent, a eu pour effet de réduire les coûts associés aux paiements devant être effectués par Distribution et Service à la clientèle Énergie NB et Production Énergie NB. Cette situation est imputable au fait que la quantité demeure la même mais que le prix est moins élevé.

La production des installations hydroélectriques de Production Énergie NB pendant les huit premiers mois de 2005/2006 était de 655,6 GWh plus élevée que la moyenne puisque le débit d'eau était de façon significative plus élevé que la moyenne. Cette production additionnelle, en huit mois uniquement, était d'environ 25 % plus élevée que la production annuelle normale de 2654 GWh. La production d'électricité a continué d'être au-dessus de la normale et, au bout de onze mois, cette production additionnelle a donné lieu à un paiement de Production Énergie NB de 21,3 millions \$ à l'endroit de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB, dérivant des coûts différentiels de l'énergie à l'intérieur de la province uniquement. Si les coûts différentiels avaient été calculés à partir de l'énergie la plus dispendieuse de Production Énergie NB, incluant les ventes à l'exportation, le paiement effectué à Distribution et Service à la clientèle Énergie NB aurait été de 71,8 millions \$, soit 50,5 millions \$ additionnels.

Lorsque la Commission avait les pleins pouvoirs de réglementer Énergie NB au début des années 1990, elle obligeait Énergie NB à tenir un compte différé pour pallier aux éventualités, en ce sens que le compte pouvait être utilisé lorsque le débit d'eau était faible et qu'il était renfloué lorsque le débit d'eau était au-dessus de la moyenne. La preuve de

Distribution et Service à la clientèle Énergie NB était à l'effet qu'elle dressait un budget des coûts d'énergie pour la production hydroélectrique selon une moyenne mobile de débit d'eau étalée sur 30 ans.

Une audience publique sur les conventions comptables et les politiques financières d'Énergie NB s'est tenue en octobre 1990. Une des questions portait sur le compte de péréquation pour la production. Ce compte avait été créé en 1955 et Énergie NB présentait la justification suivante pour l'utilisation d'un tel compte :

« Les unités hydroélectriques et nucléaires ont des caractéristiques de coûts communs en ce sens que les frais liés au capital sont très élevés et que les coûts d'avitaillement sont très bas. Lorsque le rendement énergétique de ces sources de production chute, la plupart des coûts continuent et le service public doit également remplacer l'énergie à partir des centrales thermiques ayant des coûts de carburant très élevés.

Ces coûts caractéristiques des unités hydroélectriques et nucléaires signifient que les coûts entre les périodes peuvent être sujets à d'importantes variations en raison de certains facteurs, largement indépendants de la volonté du service public, en relation avec les conditions du débit d'eau ou le rendement de l'unité nucléaire. Énergie NB croit que les clients devraient recevoir les bénéfices du rendement moyen de ces actifs de production de haute qualité, par souci d'équité intergénérationnelle. Le service public croit également que la stabilisation des coûts est essentielle pour empêcher la volatilité des taux occasionnée par le suivi de l'évolution des coûts générationnels d'une période à l'autre.

Afin de traiter les clients de chaque période de façon égale, et pour stabiliser les taux, Énergie NB détermine ses besoins en revenus chaque année en prenant pour acquis que le débit d'eau moyen et le rendement moyen de l'unité nucléaire seront atteints. Ceci est effectué même s'il n'existe aucune raison de croire que le

rendement dans un cas ou l'autre sera supérieur ou inférieur aux niveaux moyens. »
(Pièce NBP 1, page 5-6 et 5-7, le 22 juin 1990)

La Commission, dans sa décision du 22 mai 1991, a conclu que le principe d'ajuster les résultats d'exploitation annuels d'Énergie NB pour compenser la performance d'exploitation des installations nucléaires et électriques était approprié.

Énergie NB a continué d'utiliser le compte de péréquation pour la production jusqu'au 1^{er} avril 1994. À partir de ce moment, la compagnie a cessé de faire des ajustements au compte et le solde de 164 millions \$ a été crédité au compte de revenus pour les trois années 1994/1995, 1995/1996 et 1996/1997. L'opération a été effectuée à l'initiative de la compagnie sans autorisation préalable de cette Commission et elle a eu pour effet d'augmenter le revenu net et de diminuer le besoin d'augmentation tarifaire pour ces trois années. Par contre, le compte n'était plus disponible pour stabiliser les taux après 1996/1997. La Commission considère que l'élimination des comptes de réserve réglementaires, approuvés par celle-ci au début des années 90, sans avoir obtenu son autorisation, est illicite.

Distribution et Service à la clientèle Énergie NB, comme compagnie remplaçante d'Énergie NB à l'égard de la distribution, n'a offert aucune raison de fond expliquant pourquoi de tels comptes avaient été fermés sans obtenir l'autorisation de la Commission.

Le New Brunswick Municipal Electric Utility Association a suggéré que la Commission rétablisse un tel compte pour l'exercice financier de référence 2006/07 et il a cité les paragraphes 101(1) et 101(4) de la *Loi* pour justifier le pouvoir la Commission. L'IP a suggéré qu'un tel compte soit établi pour l'année financière 2005/06 et qu'il soit en opération à partir de ce moment. De plus, il a demandé qu'une portion du nouveau compte soit utilisée pour compenser les revenus et les taux approuvés par la Commission pour 2006/07. VCSJ et le CME ont suggéré que la Commission rétablisse un tel compte.

La demanderesse Distribution et Service à la clientèle Énergie NB a indiqué qu'elle n'avait aucune objection à ce que la Commission rétablisse un tel compte pour l'exercice financier de référence 2006/07 puisque la *Loi* le permet clairement. La demanderesse a avisé la Commission de ne pas imposer ce compte pour l'année financière 2005/06 puisqu'il s'agirait d'une décision rétroactive de la Commission. De plus, Distribution et Service à la clientèle Énergie NB a allégué qu'en accueillant la suggestion de l'IP et en utilisant une partie des soi-disant revenus aléatoires de 2005/06 dans le but de compenser les revenus et les taux pour l'année financière 2006/07, la Commission contreviendrait aux dispositions de la *Loi* qui permettent à Distribution et Service à la clientèle Énergie NB de recouvrir pleinement les coûts d'énergie prévus pour 2006/07, tel que stipulé au paragraphe 101(3) de la *Loi*.

La Commission est d'avis qu'elle a le pouvoir d'effectuer des ajustements d'électricité ou d'établir des comptes différés pour l'exercice de référence 2006-2007. Toutefois, la Commission a choisi de ne pas exercer ce pouvoir à ce moment-ci. Ni Distribution et Service à la clientèle Énergie NB ni les intervenants n'ont traité de la question d'intérêt spécial pour la Commission portant sur la création d'un tel compte. La Commission s'inquiète du fait que la restructuration d'Énergie NB et la création des ententes d'achat d'énergie placent Distribution et Service à la clientèle Énergie NB au second plan des revenus du système de production hydroélectrique de Production Énergie NB. En raison de l'article 156 de la *Loi*, la Commission n'a pas été en mesure d'étudier la relation entre ces revenus et les charges d'énergie de Production Énergie NB à l'endroit de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB, prévus dans les ententes d'achat d'énergie. La Commission ne peut déterminer les conditions pertinentes qui devraient être appliquées à un tel compte sans de plus amples renseignements.

De plus, la Commission considère que les preuves présentées dans cette audience ne lui permettent pas de créer un compte comme il se doit. Elle croit que les parties devraient avoir l'occasion de discuter de la création et du maintien de tels comptes avant d'en ordonner la mise en place. En conséquence, la Commission ordonne à Distribution et Service à la clientèle Énergie NB de déposer une proposition indiquant comment un tel compte pourrait être créé ainsi que les termes et les conditions de son opération lorsque Distribution et

Service à la clientèle Énergie NB déposera sa prochaine demande tarifaire et de revenus auprès de la Commission. Cette proposition devrait au moins traiter des questions suivantes :

- a. La capacité du Comité d'exploitation d'interpréter le contrat,
- b. Le besoin et les objectifs justifiant la création d'un compte de réserve,
- c. La relation entre les ajustements relatifs aux débits électriques et ceux relatifs aux ventes à l'exportation et
- d. S'il est approprié d'avoir un compte de réserve relatif à la production énergétique de la centrale nucléaire Pointe Lepreau.

Dépenses en capital

La Commission est préoccupée de ce que la *Loi* ne contienne aucune disposition expresse lui permettant de réviser les dépenses en capital proposées par Distribution et Service à la clientèle Énergie NB. Avant la promulgation de la *Loi*, la *Loi sur les entreprises de service public* contenait des dispositions stipulant qu'Énergie NB devait présenter une demande auprès de la Commission à l'égard de dépenses en capital excédant 75 millions \$. La Commission a tenu une audience à l'égard de la remise à neuf de Pointe Lepreau et de la modernisation de Coleson Cove. Après la promulgation de la *Loi*, ces dispositions de la *Loi sur les entreprises de service public* ont été abrogées et aucune disposition du genre n'a été incluse dans la *Loi*.

Les dépenses en capital occasionnées et proposées par un service public sont critiques à l'étude du revenu et au processus d'approbation tarifaire. La Commission n'exerce pas de surveillance générale auprès de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB. La Commission est confinée à une étude des frais, des taux et des droits et uniquement lorsqu'une requête de modification est présentée devant la Commission. Dans cette première audience, l'article 156 a expressément empêché la Commission de réviser l'usage et l'utilité des actifs de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB et la prudence de ses dépenses. De plus, la Commission se préoccupe particulièrement du fait que des dépenses en capital sont effectuées ou proposées par Production Énergie NB puisque la récupération de ces

dépenses s'effectue directement par l'entremise de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB et à l'endroit des ententes d'achat d'énergie.

En l'absence d'un libellé explicite dans la *Loi*, la Commission juge qu'elle n'est pas en mesure, de sa propre initiative, d'effectuer des révisions périodiques des dépenses en capital actuelles et proposées par Distribution et Service à la clientèle Énergie NB et Production Énergie NB indépendamment de la requête tarifaire de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB.

La Commission possède, toutefois, un mandat général en vertu de l'article 136 de la *Loi* qui requiert que Distribution et Service à la clientèle Énergie NB présente à la Commission toute l'information jugée appropriée pour lui permettre de s'acquitter à juste titre de ses fonctions prévues par la *Loi*. Par conséquent, la Commission ordonne à Distribution et Service à la clientèle Énergie NB de lui présenter, le 1^{er} octobre 2006 ou avant, une déclaration détaillée faisant état de ses dépenses en capital proposées pour l'année financière 2007-2008 ainsi qu'une déclaration annuelle pour toutes les années subséquentes. De plus, la Commission ordonne à Distribution et Service à la clientèle Énergie NB de présenter la même information au sujet des dépenses en capital proposées par Production Énergie NB pour les mêmes périodes dans la mesure où cette information a été divulguée par Production Énergie NB à Distribution et Service à la clientèle Énergie NB.

La Commission effectuera une étude complète des dépenses en capital actuelles et proposées de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB dans le cadre de la prochaine requête tarifaire présentée par Distribution et Service à la clientèle Énergie NB. À ce même moment, la Commission effectuera également une révision de l'information disponible à l'égard des dépenses en capital actuelles et proposées par Production Énergie NB dans la mesure où cette information a été divulguée à la Commission.

Modifications législatives recommandées :

Comme mentionné ailleurs dans cette décision, la plupart des personnes qui sont intervenues,

de façon formelle ou non, s'entendent pour dire que le groupe d'entreprises d'Énergie NB opère encore de nos jours comme un service public à intégration verticale.

Leurs conclusions sont appuyées, selon la Commission, par sa révision de la convention des actionnaires entre le gouvernement et Holdco et par l'inclusion de la Corporation financière de l'électricité NB comme partie à diverses ententes d'achat d'énergie et ententes de service. Ces arrangements empêchent en effet le développement d'un marché concurrentiel de l'électricité. La plupart des intervenants ont allégué qu'il n'existe aucun marché d'électricité concurrentiel au Nouveau-Brunswick et ont fait valoir de plus que tant qu'il n'y aura pas de marché concurrentiel, le groupe d'entreprises d'Énergie NB devrait être pleinement réglementé par la Commission.

L'introduction d'un soi-disant plafond de trois pour cent, qui signifie que le service public peut augmenter ses taux jusqu'à concurrence de 3 % sans avoir à comparaître devant la Commission, a contribué à la situation financière désespérée dans laquelle se trouvent les filiales d'exploitation d'Énergie NB. En tenant compte de ce qui précède, la Commission recommande fortement que le gouvernement procède immédiatement à une révision complète de la *Loi*. Un des objectifs d'une telle révision serait de donner à la Commission des outils normaux de réglementation, incluant un droit de regard général sur les sociétés en exploitation d'Énergie NB. Cette révision permettrait également à la Commission de faire comparaître n'importe quel service public à un moment jugé dans l'intérêt public.

Par conséquent, la Commission effectue des recommandations additionnelles particulières à l'égard des amendements à la *Loi* :

- 1 L'article 79 devrait être amendé pour donner le pouvoir à la Commission de tenir, de son propre gré, une audience sur les frais de sortie.
- 2 L'article 101 devrait être amendé pour donner le pouvoir à la Commission de réglementer le tarif de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB, et non seulement ses frais, ses taux et ses droits. La Commission détient un tel pouvoir à

l'égard de Transport Énergie NB et il n'est pas logique de limiter le pouvoir de la Commission à une révision des frais, des taux et des droits de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB.

- 3 Les articles 98 et 99 devraient être abrogés pour s'assurer que toute augmentation des taux de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB soit précédée d'une audience publique devant la Commission.
- 4 Le paragraphe 101(4) devrait être amendé en ajoutant d'un nouvel alinéa 101(4)(f) pour permettre à la Commission de considérer les politiques énergétiques instituées ou prévues par l'Agence d'efficacité et de conservation énergétiques du Nouveau-Brunswick.
- 5 L'alinéa 103(3)(b) devrait être amendé pour permettre aux taux d'entrer en vigueur après un délai d'expiration de 30 jours, tel que stipulé actuellement, ou immédiatement après une modification ou une révocation effectuée par le lieutenant-gouverneur en conseil, ou une décision de confirmer la décision rendue par le lieutenant-gouverneur en conseil.
- 6 Le paragraphe 119(1) devrait être amendé en supprimant les termes « et règles » à la fois dans l'intitulé et le libellé.
- 7 L'article 120 devrait être amendé pour supprimer « lorsqu'elles sont approuvées par le lieutenant-gouverneur en conseil ».
- 8 L'article 128 devrait être amendé pour s'assurer qu'il s'applique à l'ensemble de la *Loi* et qu'il n'est pas restreint à la partie V.
- 9 L'article 156 devrait être abrogé.
- 10 Les nouvelles dispositions suivantes devraient promulguées :

- (i) Le pouvoir de la Commission, à sa propre discrétion, d'introduire une instance pertinente à ses pouvoirs de réglementation stipulés dans la *Loi*.
- (ii) Le pouvoir exprès de la Commission de réexaminer, à sa propre discrétion, les dépenses en capital de Production Énergie NB ou de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB.
- (iii) Le pouvoir de la Commission de rendre des ordonnances intérimaires.
- (iv) Le pouvoir de la Commission de revoir une décision à la demande d'un participant intéressé au cours d'une audience.

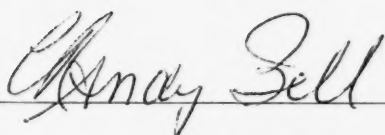
DATÉ À LA VILLE DE SAINT JOHN ce 19^e jour de juin 2006



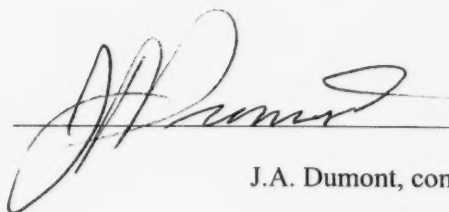
David C. Nicholson, Président



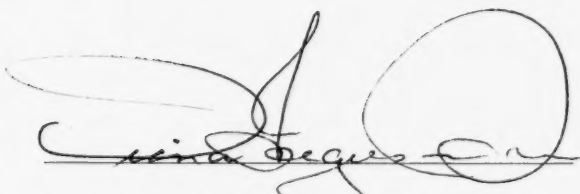
D.S. Nelson, vice-président



Randy C. Bell, commissaire



J.A. Dumont, commissaire



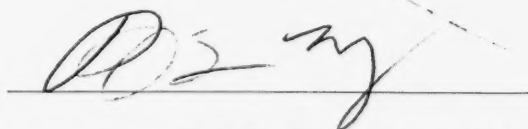
D. Ferguson Sonier, commissaire



P. LeBlanc-Bird, commissaire



K.F. Sellows, commissaire



H. Brian Tingley, commissaire

Annexe A

Commission des entreprises de service public du Nouveau-Brunswick

Conférence préalable à l'audience

Dans l'affaire d'une demande relative à une audience pour étudier la modification des frais, des taux et des droits de la Corporation de distribution et service à la clientèle Énergie NB

Hôtel Delta, Saint-Jean (Nouveau-Brunswick)
Le 30 mai 2005, 13 h 30

INDEX

- A-5 - Vérification technique, Budget de l'électricité achetée, avril 2005 - mars 2006, de la Corporation de distribution et service à la clientèle Énergie NB, préparé par La Capra Associates, en date du 18 mai 2005 - page 177
- A-6 - Prévision de la charge de 2005 à 2015 - page 177
- A-7 - Plan d'affaires de Distribution et service à la clientèle Énergie NB et prévisions financières de 2005 2006 à 2007 2008, présenté le 17 janvier 2005 - page 177

Commission des entreprises de service public du Nouveau-Brunswick

Conférence préalable à l'audience

Dans l'affaire d'une demande relative à une audience pour étudier la modification des frais, des taux et des droits de la Corporation de distribution et service à la clientèle Énergie NB

Hôtel Delta, Saint-Jean (Nouveau-Brunswick)
Le 30 mai 2005, 13 h 30

LE PRÉSIDENT : David C. Nicholson, Q.C.

LE VICE-PRÉSIDENT : David S. Nelson

COMMISSAIRES : Ken F. Sollows
Patricia Leblanc-Bird
Randy Bell
Jacques A. Dumont
Diana Ferguson Sonier
H. Brian Tingley

CONSEILLER DE LA COMMISSION : Peter MacNutt, c.r.

PERSONNEL DE LA COMMISSION : Doug Goss
John Murphy
John Lawton

SECRÉTAIRE DE LA COMMISSION : Lorraine Légère

.....

LE PRÉSIDENT : Mesdames et messieurs, bon après-midi. La première affaire à l'ordre du jour est de déterminer les comparutions d'aujourd'hui. La partie demanderesse, c'est-à-dire la Corporation de distribution et de service à la clientèle Énergie NB ?

M. HASHEY : Merci, M. le président. Il s'agit à peu près du même groupe qui s'est présenté devant vous auparavant. Moi-même, Terry Morrison, ainsi que Rock Marois et Sharon MacFarlane à la table avant, Gaëtan Thomas au bout, et derrière, Marg Tracy et Lillian Gilbert des Affaires réglementaires de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB, accompagnées de Blake Hunter, Lori Clark et Neil Larlee.

LE PRÉSIDENT : Merci, M. Hashey. Manufacturiers et Exportateurs du Canada, section du Nouveau-Brunswick ?

M. PLANTE : M. le président, Dave Plante au nom de MEC du Nouveau-Brunswick.

LE PRÉSIDENT : D'accord. C'est M. Plante. Le Conseil de la conservation du Nouveau-Brunswick ? Aucun représentant. Eastern Wind Power Inc. ?

M. MACPHAIL : Peter MacPhail, au nom de Eastern Wind Power.

LE PRÉSIDENT : Merci, M. MacPhail. Enbridge Gas New Brunswick Inc. ?

M. MACDOUGALL : David MacDougall, je représente EGNB et je suis accompagné aujourd'hui de Shelly Black, de Enbridge.

LE PRÉSIDENT : Merci, M. MacDougall. Energy Probe ? Absent. Irving Paper, Irving Pulp & Paper Limited et J.D. Irving Limited ?

M. BOOKER : M. le président, Andrew Booker et Thomas

Storring pour le groupe Irving.

LE PRÉSIDENT : Merci, M. Booker. Et pour Jolly Farmer ?

J'en conclu qu'il n'est pas présent aujourd'hui.

Exploitant de réseau du Nouveau-Brunswick.

M. ROHERTY : Merci, M. le président. Kevin Roherty, représentant Exploitant de réseau du Nouveau-Brunswick.

LE PRÉSIDENT : Merci, M. Roherty. Rogers Cable Communications Inc. ?

MS. MILTON : Leslie Milton pour Rogers Cable, M. le président.

LE PRÉSIDENT : Merci, Mme Milton. Et maintenant les personnes s'exprimant en leur nom personnel et qui détiennent un poste à l'Assemblée législative et - ou certains d'entre eux en tout cas ? Est-ce qu'il y a quelqu'un ici qui représente M. Allaby, M. Graham, M. Jamieson ou M. MacIntyre ?

M. ROWINSKI : Oui, M. le président. Jan Rowinski. Je suis accompagné aujourd'hui de Erik Denis.

LE PRÉSIDENT : Merci, M. Rowinski. Et c'est M. Denis qui est avec vous maintenant ?

M. ROWINSKI : Oui, c'est lui.

LE PRÉSIDENT : Merci. Les services publics municipaux ?

M. GORMAN : Bon après-midi, M. le président et membres de la Commission. Raymond Gorman, représentant les services

publics municipaux. Je suis accompagné aujourd'hui de Tony Furness, Eric Marr, Dana Young, Charles Martin, Pierre Roy et Jeff Garrett.

LE PRÉSIDENT : Alors qui est au poste, M. Gorman ?

M. GORMAN : Bonne question.

LE PRÉSIDENT : Et Vibrant Community Saint John ?

M. MACNUTT : M. le président, le personnel a été informé que M. Peacock est ici mais qu'il a dû sortir. Il participera au reste de l'audience.

LE PRÉSIDENT : Il s'agit de M. Peacock, M. MacNutt ?

M. MACNUTT : C'est exact.

LE PRÉSIDENT : Du côté de l'intervenant public ?

M. HYSLOP : Merci, M. le président. Peter Hyslop avec M. O'Rourke, M. Barnett, M. Hegler et Mme Power.

LE PRÉSIDENT : Merci, M. Hyslop. Il y a un certain nombre d'intervenants informels et, aux fins du dossier encore une fois, arrêtez-moi s'il y a quelqu'un qui représente ces intervenants. L'Association des producteurs agricoles du Nouveau-Brunswick, Jolly Farmer les a représenté au début de la dernière conférence préliminaire, le Conseil canadien des distributeurs en alimentation, la Ville de Miramichi, Flakeboard Company Limited --

M. BOURQUE : Je suis Pat Bourque, M. le président, pour Flakeboard.

LE PRÉSIDENT : et la Corporation de production Énergie

Nouveau-Brunswick, Noranda Inc., la Potash Corporation of

Saskatchewan Inc., UPM-Kymmene Miramichi Inc... et, M.

MacNutt, vous êtes ici comme conseiller juridique de la Commission. Qui est avec vous aujourd'hui ?

M. MACNUTT : Oui, M. le président. Doug Goss, conseiller principal, John Murphy, consultant, et John Lawton, conseiller, m'accompagnent aujourd'hui.

LE PRÉSIDENT : Merci. Mesdames et messieurs, pendant la période du dîner, nous avons parlé avec - ou nous avons tenté de parler avec les représentants des parties et - je m'excuse - du requérant et des intervenants formels, afin de voir comment nous allions débiter la session d'aujourd'hui. Lorsque j'ai reçu les mémoires, j'ai été surpris d'apprendre que M. Morrison avait indiqué qu'il traiterait de ce que je considère comme étant la seconde question à discuter ultérieurement, qui était la question du supplément carburant, et je m'attendais que toutes ces questions auraient été couvertes dans les arguments et les mémoires déposés auprès de nous. De toute façon, la Commission a examiné ça et a dit, bien certainement lors de lors l'ajournement enfin, nous ferions mieux de donner la chance à ceux et celles qui désirent, en effet, présenter leur opinion devant la Commission à ce sujet,

donnons-leur cette occasion, bien que nous avions dit que nous allions rendre notre décision lors de la session de cet après-midi pour traiter des deux questions en plus du supplément carburant et également de ce que j'appelle un compte différé qui est identifié par le requérant comme un compte d'écart sur le supplément carburant variable.

Et nous avons continué ce jeu de navettes à ce sujet mais juste avant de revenir ici, M. Hashey, représentant le requérant et l'intervenant public, accompagné de M. Gorman, des services publics municipaux, s'est approché pour suggérer que nous remettions simplement notre décision à l'égard du compte différé. Ensuite, nous pourrions prendre une courte pause pour permettre aux parties de préparer leur argument et leur position sur ce que nous devrions faire à partir de ce moment. Est-ce qu'il y a quelqu'un qui s'oppose à cette façon de procéder ? Et je remarque que M. Coon vient d'arriver alors il sera indiqué dans nos dossiers qu'il était présent aujourd'hui. Et comme qui ne dit mot consent. Alors la Commission rendra sa décision au sujet de --

M. HASHEY : M. le président, avant que vous n'abordiez cette question, est-ce qu'il serait approprié d'inclure comme pièce les autres documents qui ont été présentés ?

LE PRÉSIDENT : Non, M. Hashey. Non.

M. HASHEY : Bien. Merci beaucoup.

LE PRÉSIDENT : Ça vient ruiner ma procédure. Je vais continuer avant de faire ça. J'ai laissé mon papier à ce sujet à l'extérieur, M. Hashey. C'est la seule raison qui explique ça. Bon.

La Commission a étudié tous les arguments et remercie les parties de l'orientation qui a été fournie.

La Commission a une opinion de ce qu'elle peut faire et ne peut pas faire, et ce qu'elle devrait faire doit être décidé, en bout de ligne, par voie de référence à la loi existante, dans le cas présent, la *Loi sur l'électricité*. Pour ce qui est du compte d'écart sur le supplément carburant variable, que j'appelle un compte différé, nous sommes d'avis que l'article le plus pertinent de la *Loi* est le paragraphe 101(3).

Cette section stipule : « Lorsqu'elle prend en considération une demande en vertu du présent article, la Commission doit rendre son ordonnance quant aux frais, taux et droits qui doivent être demandés par la Corporation de distribution en fonction de tous les besoins en revenus pour la fourniture des services visés à l'article 97. »

Cet article stipule que la Commission doit rendre sa décision sur les taux en fonction de tous les besoins en

revenus prévus. Les besoins en revenus sont définis dans la *Loi* comme suit : « « besoins en revenus » désigne le montant annuel requis pour supporter les activités prévues, l'entretien, les dépenses administratives, l'amortissement, les taxes, les paiements en remplacement d'impôts et autres frais financiers et un rendement en capitaux propres acceptables. »

Les choses qui peuvent être incluses sont bien définies et incluraient clairement le coût du carburant nécessaire pour produire l'électricité achetée. Toutefois, le mot prévu n'est pas défini. La période utilisée pour les besoins en revenus et la fixation des taux pourrait, par conséquent, être l'objet d'un certain débat.

Le mot prévu implique une période future et la Commission doit décider ce qui constitue la période future appropriée pour les besoins de fixation des taux.

La Commission croit que les nouveaux taux devraient être établis de sorte que la compagnie pourrait recouvrer ses besoins en revenus annuels si les nouveaux taux étaient en vigueur pendant 12 mois complets. Pour une année comptable donnée, la compagnie doit accepter tout manque à gagner dans le recouvrement de ses coûts qui est imputable aux nouveaux taux entrant en vigueur sur une partie de l'année. La compagnie doit anticiper l'augmentation des

coûts et présenter une demande d'approbation pour les nouveaux taux de façon opportune.

Dans l'affaire actuelle, la Corporation de distribution et service à la clientèle Énergie Nouveau-Brunswick, communément appelée Distribution et Service à la clientèle Énergie NB, a allégué que le coût du carburant nécessaire pour produire l'électricité qu'elle doit acheter pour desservir ses clients augmentera considérablement en 2005/2006 pour des raisons indépendantes de sa volonté. Distribution et Service à la clientèle Énergie NB indique également que cette augmentation du coût ne peut être recouvrée à partir des taux approuvés actuellement et qu'elle a présenté une demande de redressement dans les meilleurs délais.

Les mesures de redressement demandées par Distribution et Service à la clientèle Énergie NB sont à double objet : un supplément carburant, qui doit être en vigueur dès maintenant, et un compte différé pour récupérer les coûts de carburant additionnels encourus en 2005 et en 2006 avant la date d'entrée en vigueur du supplément carburant. Le compte différé, s'il était approuvé, permettrait à Distribution et Service à la clientèle Énergie NB de recouvrer à partir des taux futurs, les coûts encourus avant la décision finale de la Commission sur les taux.

La Commission juge que de permettre le recouvrement des coûts encourus avant la date d'entrée en vigueur de sa décision finale équivaldrait à approuver des taux intérimaires. La Commission est d'avis qu'elle n'a pas la compétence, en vertu de la *Loi sur l'électricité*, d'approuver des taux intérimaires. Par conséquent, la Commission n'autorisera pas de compte différé pour les besoins d'augmenter les coûts encourus avant la date d'entrée en vigueur de sa décision finale.

Nous prendrons maintenant une pause de 15 minutes et nous reviendrons pour continuer.

(Pause)

LE PRÉSIDENT : Je m'excuse. Il s'agissait une longue période de 10 minutes. M. Hashey ?

M. HASHEY : Oui, M. le président.

LE PRÉSIDENT : Oui M. Morrison ?

M. MORRISON : Merci, M. le président, mesdames et messieurs les commissaires. Comme vous le savez le compte d'écart est fondamental à la demande tarifaire de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB. Tel qu'indiqué dans la demande-même, ce mécanisme proposé était essentiel pour éviter que Distribution et Service à la clientèle Énergie NB n'éprouve des difficultés financières sérieuses et continues.

Étant donné la décision de la Commission sur cette question importante de compte d'écart ou différé, je demande un ajournement afin de consulter mon client sur les options disponibles concernant cette demande. Il sera nécessaire de mener une consultation interne et d'effectuer une prise de décision ce qui, je crois, prendra un minimum de plusieurs jours.

Compte tenu de ceci, je demande un ajournement et je suggère qu'un ajournement d'environ une semaine ou peut-être un peu plus serait approprié dans les circonstances.

LE PRÉSIDENT : M. Morrison, est-ce que ça veut dire que votre client n'a jamais considéré que la Commission ait pu refuser le recours demandé ? Ça en a bien l'air.

M. MORRISON : Des décisions internes doivent être prises, M. le président.

LE PRÉSIDENT : D'accord. C'est bien. Les intervenants formels.

M. Plante, avez-vous quelque chose à dire au sujet de cette demande d'ajournement ?

M. PLANTE : Non, M. le président.

LE PRÉSIDENT : D'accord. M. Coon ?

M. COON : Je crois que c'est parfaitement acceptable, M. le président.

LE PRÉSIDENT : Je suis désolé. Je ne vous ai pas entendu, monsieur.

M. COON : Je crois que c'est acceptable. Merci.

LE PRÉSIDENT : M. MacPhail ?

M. MACPHAIL : Rien à dire, M. le président.

LE PRÉSIDENT : Ça commence à ressembler à une audience de EGNB ou quelque chose du genre. En parlant de ça, M. MacDougall ?

M. MACDOUGALL : Aucun problème, M. le président.

LE PRÉSIDENT : Le groupe Irving ?

M. BOOKER : Aucune question, M. le président.

LE PRÉSIDENT : M. Roherty, vous devez certainement avoir quelque chose à dire.

M. ROHERTY : Rien à dire, M. le président.

LE PRÉSIDENT : Mme Milton ?

MS. MILTON : Rien à ajouter, M. le président.

LE PRÉSIDENT : M. Rowinski ?

M. ROWINSKI : Rien à ajouter.

LE PRÉSIDENT : M. Gorman ?

M. GORMAN : Nous n'avons aucun problème avec la demande d'ajournement. Mais j'aimerais informer la Commission que lundi ou mardi prochains seront des journées très

difficiles pour moi-même et mon client. Nous aimerions demander à la Commission qu'elle fixe une date autre que lundi ou mardi de la semaine prochaine en accordant l'ajournement.

LE PRÉSIDENT : Et bien, nous tiendrons certainement compte de la disponibilité des conseillers juridiques et des parties elles-mêmes si nous décidons, en effet, d'accorder un ajournement.

M. GORMAN : Merci.

LE PRÉSIDENT : M. Peacock ?

M. PEACOCK : Aucune question.

LE PRÉSIDENT : M. Hyslop ?

M. HYSLOP : Merci, M. le président. Nous ne nous opposons pas à la demande d'ajournement du requérant. Mais nous aimerions émettre quelques commentaires, le premier à l'effet que s'ils ont l'intention de revenir avec une sorte de - je vais utiliser le mot proposition ou amendement ou un certain genre de procédure judiciaire, je préférerais que l'annonce ne se fasse pas au commencement de la prochaine audience. J'aimerais au moins avoir deux jours avant la reprise de la Commission si c'est leur intention de présenter une modification quelconque à la requête. J'aimerais en être informé avant l'audience. Je crois que ça serait juste pour tous les intervenants.

En second lieu, la plupart des parties a déposé vendredi des demandes ou un survol des questions, qui reposaient pour la plupart sur des questions relatives à la preuve ou sur l'évidence ayant trait à la preuve.

Sans demander d'ordonnance, j'aimerais qu'il soit noté que j'ai demandé s'il était possible de continuer cette conversation avec le personnel de la Commission, la partie demanderesse et les autres intervenants intéressés afin de discuter davantage du type de preuve qui serait présenté. Alors, avec ces deux réserves mineures à l'effet que les demandes ou les intentions futures de Énergie NB soient soumises par écrit et la question de la preuve, nous ne nous opposons pas à la motion d'ajournement.

LE PRÉSIDENT : M. MacNutt, quant à vous personnellement, est-ce que vous vous opposez ?

M. MACNUTT : Non, M. le président.

LE PRÉSIDENT : D'accord. La Commission va se retirer dans le corridor ici pour une seconde.

(Pause)

LE PRÉSIDENT : La Commission vient de prendre quelques minutes pour étudier la question. Et mes collègues commissaires m'ont demandé de réitérer ce que j'ai dit à M. Morrison, c'est-à-dire que nous trouvons très décevant

que le requérant n'avait pas prévu au moins un plan B dans le cas d'un rejet de la Commission sur la question du compte différé et qu'il ne savait pas ce qu'il allait faire dans cette éventualité. Nous souhaitons sincèrement que personne n'envisage de retirer cette demande particulière que nous traitons actuellement. Nous vous accordons un ajournement, tel que demandé.

J'aimerais vous indiquer, M. Hashey, et également à vous, M. Morrison, que notre processus vous permettra de déposer des amendements à l'information que vous avez déposée, afin de la mettre à jour ou de la compiler en une seule information pour cette période financière particulière. Nous ne voyons également rien de mal à ce que vous déposiez de l'information supplémentaire et que vous demandiez à cette Commission, après l'examen de l'information pour la période financière actuelle, que l'information additionnelle de votre prochaine année financière soit également considérée pour des modifications tarifaires possibles au cours de cette période financière.

Mais notre plus grande préoccupation est que nous sommes tous regroupés ici ensemble. Les parties ont été contrôlées, les parties interpellées ont été contrôlées. Nous croyons que nous pouvons

régler un grand nombre de choses pendant que le personnel compile l'information et dépose de nouvelles pièces au nom de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB, qu'il s'agisse d'un aspect général, de la conception tarifaire des coûts de service, des choses de ce genre. Et la Commission souhaite certainement aller de l'avant. Et M. Hyslop, je veux - pour ce que vous avez demandé de la Commission, je veux indiquer que tout ce que nous faisons aujourd'hui c'est d'accepter d'accorder un ajournement au requérant. Mais notre processus continue. Et si un intervenant désire présenter des demandes d'information à Énergie NB, nous espérons qu'ils profiteront de cette période d'ajournement pour traiter de cette question. Et elles ne comptent que pour une partie de la première série d'interrogatoires. En d'autres mots, nous ne voulons pas que ce processus soit stoppé non plus. Alors, je vais étudier certaines dates.

Et M. Gorman, vous étiez - c'est le 6 et le 7 juin où vous aviez un problème ?

M. GORMAN : C'est exact.

LE PRÉSIDENT : D'accord. Que diriez-vous du 9 et du 10 juin ? C'est jeudi et vendredi de la semaine prochaine. Est-ce que ça pose un problème pour quelqu'un ?

M. MACDOUGALL : J'ai un problème avec ces journées, M. le

président.

LE PRÉSIDENT : Oh, M. MacDougall, vous avez plusieurs partenaires. Vous avez un problème, monsieur, pour ces deux journées ?

M. MACDOUGALL : C'est particulièrement difficile le 10. Je pourrais me rendre disponible le 9, M. le président.

LE PRÉSIDENT : Je m'excuse. Je ne vous ai pas compris.

M. MACDOUGALL : J'ai un problème en particulier avec le 10 mais je pourrais le 9, M. le président.

M. MORRISON : J'ai également un problème avec le 10, M. le président.

LE PRÉSIDENT : Je vais demander à la secrétaire. Vous avez indiqué ici la salle Ballroom C jusqu'à 16 h seulement. Est-ce que ça veut dire que si nous quittons physiquement la salle à 16 h, ça serait possible ?

MME LÉGÈRE : C'est ce que je crois.

LE PRÉSIDENT : D'accord. Que pensent les parties du 8 et du 9 ? Est-ce qu'il y a quelqu'un qui a un problème avec le 8 et le 9, mercredi et jeudi de la semaine prochaine? D'accord. Alors nous allons lever la séance aujourd'hui et nous allons reprendre à 9 h 30, le 8, et je vais vous demander de réserver le 9 également au cas où nous en aurions besoin.

Est-ce qu'il y a d'autres questions que nous pourrions

traiter maintenant que - vous voulez traiter de ces questions, n'est-ce pas, M. Hashey ? D'accord. Je n'y ai pas encore réfléchi. En fait, je crois que je les ai laissées dans la salle de repos. Est-ce que vous avez des copies ici pour que je les étudie et leur assigne un numéro de pièce ?

M. HASHEY : Elles ne portent aucun numéro de pièce.

LE PRÉSIDENT : Non. Nous allons leur donner un numéro de pièce.

M. HASHEY : Peut-être que je pourrais les traiter une à la fois pour qu'on leur donne un numéro et ainsi libérer la table. La première pièce est la vérification technique, le budget pour l'achat d'électricité, d'avril 2005 à mars 2006, de la Corporation de distribution et service à la clientèle Énergie NB et préparé par La Capra Associates, en date du 18 mai 2005. Je devrais indiquer, M. le président, que cette information est en train d'être mise à jour également. Il s'agit du premier rapport uniquement. Il y en aura un autre que nous espérons obtenir aux environs de la date d'ajournement de l'audience.

LE PRÉSIDENT : Madame la secrétaire, est-ce que nous avons des numéros pour ces pièces ?

MME LÉGÈRE : Le numéro suivant est A-5.

LE PRÉSIDENT : D'accord. C'est bien. C'est la vérification technique dont M. Hashey vient tout juste de parler, de La Capra Associates, en date du 18 mai qui sera A-5. La pièce suivante, M. Hashey ?

M. HASHEY : Merci, M. le président. La pièce suivante a été demandée par un certain nombre de personnes et il s'agit de la prévision de la charge de 2005 à 2015, qui a été préparée en mai 2005.

LE PRÉSIDENT : D'accord. La prévision de la charge de 2005 à 2015 sera la pièce A-6. Le document suivant, M. Hashey ?

M. HASHEY : Le prochain document, M. le président, est la dernière pièce aujourd'hui. Il s'agit du plan d'entreprise et des prévisions financières de 2005 2006 à 2006 2007 de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB, qui a été préparé le 17 janvier 2005. Voilà qui conclut cette partie de la question. Ce sont toutes les pièces que nous avons aujourd'hui, M. le président.

LE PRÉSIDENT : Merci. Ce sera la pièce A-7. D'autres questions que nous pourrions traiter cet après-midi ?

M. MACDOUGALL : M. le président.

LE PRÉSIDENT : M. MacDougall ?

M. MACDOUGALL : Oui, M. le président. Je viens de penser -- je suis désolé, M. le président. Il semble qu'il y a -

quelque chose qui se passe avec mon micro. Pour réitérer le commentaire de M. Hyslop plus tôt, il serait utile que les parties sachent avant le 8, je suppose, ce dont nous allons discuter le 8. Je ne veux pas exercer une pression sur le requérant parce que je comprends la situation dans laquelle il se trouve, mais nous aimerions avoir une idée peut-être de ce que nous allons faire lorsque nous nous présenterons le 8. Est-ce qu'il y a - est-ce qu'il est prévu que nous sachions ce dont nous allons discuter à ce moment-là si l'affaire va de l'avant ?

LE PRÉSIDENT : M. Hashey ?

M. HASHEY : Je dirais, M. le président, que nous ferons tout en notre possible pour donner aux gens un préavis de nos intentions et pour ce qui est de continuer de communiquer avec M. Hyslop et les autres intervenants quant à la preuve et de ce genre de chose. Nous sommes intéressés à faire avancer le processus également. Et nous avons progressé sur cette question. M. Hyslop nous a fait parvenir une liste de documents et je suis prêt à discuter de certaines choses avec lui. Aucune hésitation de notre part pour faire avancer le processus. C'est ce que nous avons l'intention de faire.

LE PRÉSIDENT : D'accord. Essayez au moins de nous donner un préavis de deux jours si vous le pouvez. D'autres

questions ? Si non --

M. MACPHAIL : Une question, M. le président. Eastern Wind - Power a présenté des arguments relatifs à l'ébauche de la politique en matière de confidentialité, et je comprends qu'Enbridge a présenté des arguments également. Et je me demandais quels étaient les plans de la Commission à l'égard -- il y a des problèmes de micro. Je vais faire porter le blâme par M. MacDougall. Les arguments ont été présentés à l'égard de l'ébauche de la politique en matière de confidentialité et je me demandais quelles étaient les intentions de la Commission relatives à cette procédure ?

LE PRÉSIDENT : Bien, je crois que nous allons traiter de cette question plus tard, lorsque nous saurons ce qui va se produire.

M. MACPHAIL : D'accord.

LE PRÉSIDENT : D'accord. Autre chose ? Nous allons ajourner --

M. MACNUTT : M. le président, juste -- vous avez mentionné dans vos commentaires à M. Hyslop, l'intervenant public, que pendant ce temps les demandes d'information pourraient être --

LE PRÉSIDENT : M. MacNutt, je ne peux vous entendre.

M. MACNUTT : M. le président, vous avez mentionné dans -

votre réponse à l'intervenant public, M. Hyslop, qu'en attendant les dates de reprise nous pourrions traiter des demandes d'information. Je me demandais si vous pourriez préciser cette question étant donné qu'aucun échéancier pour les arguments et les réponses n'a été fixé.

LE PRÉSIDENT : En toute honnêteté, le requérant n'aura pas à répondre avant la date que nous fixerons mais n'importe qui peut présenter n'importe quelle question sous forme d'un interrogatoire.

M. MACNUTT : Et Distribution et Service à la clientèle Énergie NB ne serait obligé de répondre que lors de la date qui sera fixée.

LE PRÉSIDENT : Certainement. C'est exact.

M. MACNUTT : Le 8 juin ou plus tard. Oui. Merci, M. le président.

LE PRÉSIDENT : Bien. Nous ajournerons jusqu'au mercredi 8 juin, à 9 h 30, dans cette salle.

(Ajournement)

Certifié comme étant une transcription fidèle de la procédure de cette audience tel qu'enregistré par moi-même et de mon mieux.

Annexe B



DÉCISION

**DANS L'AFFAIRE D'UNE demande relative à une audience pour étudier
la modification des frais, des tarifs et des droits de la Corporation de
distribution et service à la clientèle Énergie NB
Questions de confidentialité**

Le 27 juillet 2005

Commission des entreprises de service public

DU NOUVEAU-BRUNSWICK

INTRODUCTION

Lors de l'ajournement de la conférence préalable à l'audience se tenant à Fredericton le 24 juin 2005, la Commission a retenu les dates du 11 et du 12 juillet pour poursuivre la conférence préalable à l'audience à Saint-Jean. La Commission a indiqué que ces dates serviraient à entendre la requête de la Corporation de distribution et service à la clientèle Énergie NB (la partie demanderesse) visant le dépôt à titre confidentiel de renseignements et de documents particuliers requis par la Commission et les intervenants, de même que les intervenants sur cette requête et qu'elle rendrait une décision.

Avant même de reprendre la conférence préalable à l'audience le 11 juillet 2005, la Commission a reçu une lettre de Me David Coles, représentant la *Canadian Broadcasting Corporation* et le *Telegraph Journal* (médias) demandant la permission d'intervenir devant la Commission le 11 juillet 2005 sur plusieurs questions. Dans sa lettre, M. Coles identifiait les questions suivantes qui seraient l'objet de son intervention :

- (a) une demande que les médias obtiennent le statut d'intervenant formel,
- (b) que les médias soient autorisés à se prononcer contre toute demande de confidentialité,
- (c) que les médias reçoivent un préavis de toute procédure interlocutoire future pendant laquelle la Commission aurait l'intention d'entendre des requêtes portant sur le dépôt à titre confidentiel de renseignements ou de documents, et
- (d) que les médias soient autorisés d'assister à toute procédure de la Commission, d'enregistrer cette procédure par voie audio ou vidéo et de diffuser ces enregistrements sous réserve des restrictions en matière de publication pouvant être imposées à juste titre à toute personne en général et à la presse écrite.

À l'ouverture de la suite de la conférence préalable à l'audience le 11 juillet 2005, à Saint Jean, la Commission, avec le consentement de la demanderesse et des intervenants, a accordé le statut d'intervenant formel aux médias, limité aux comparutions ayant trait aux requêtes sur le dépôt des renseignements et des documents à titre confidentiel et aux demandes d'étudier les renseignements ou les documents lors d'audiences à huis clos.

QUESTIONS

La Commission a déterminé qu'elle devait se prononcer sur les questions suivantes aujourd'hui même :

- I La demande effectuée par la demanderesse à l'effet que les documents et les renseignements décrits dans la pièce A-8 soient déposés à titre confidentiel auprès de la Commission conformément à l'article 133 de la *Loi sur l'électricité*.

- 2 La requête présentée par les médias pour qu'ils reçoivent, ainsi que les autres médias, un préavis de toute procédure interlocutoire au cours de laquelle la Commission entendra des requêtes sur le dépôt de renseignements ou de documents à titre confidentiel ou lorsque ces documents ou renseignements seront étudiés lors d'audiences à huis clos.
- 3 La requête présentée par les médias afin qu'ils puissent, ainsi que les autres médias, enregistrer toute procédure de la Commission par voie audio ou vidéo et diffuser ces enregistrements.

CONTEXTE

La Commission a pour politique, autant que possible, que toutes les audiences soient publiques et transparentes. La Commission juge qu'une audience publique constitue un élément extrêmement important de son processus.

La Commission n'est pas limitée à tenir compte uniquement des éléments de preuve présentés dans le cadre de l'audience lorsqu'elle rend sa décision. À la différence d'une cour, de nombreuses causes reconnaissent que la Commission est un tribunal spécialisé et qu'elle peut utiliser les connaissances particulières de ces membres en relation avec l'industrie du service public réglementé lorsqu'elle évalue l'information présentée et en rendant sa décision.

La Commission a le pouvoir d'exercer sa discrétion de rendre des ordonnances en matière de confidentialité de l'information, issu de son pouvoir d'établir ses propres règles de pratique et de procédures dans la conduite de ses audiences. En vertu de ce pouvoir, la Commission a adopté une politique sur les questions de confidentialité. Ce document de politique décrit les règles selon lesquelles l'information, protégée par l'obligation d'informer le public, conformément à l'article 133 de la *Loi sur l'électricité*, peut devenir un document public ou être étudiée lors d'audience à huis clos.

Par le passé, la Commission a permis que l'étude de l'information lors d'audience à huis clos soit regroupée, résumée et rendue publique de façon à ce que l'information spécifique sous-jacente ne soit pas divulguée et que les ententes de confidentialité soient respectées.

En agissant comme organisme de réglementation économique, la Commission a une obligation à l'égard du service public qui comparait devant elle. Dans l'affaire *New Brunswick Telephone Company Limited* de la Cour d'appel du Nouveau-Brunswick (1977) 19 N.B.R. (2d) 681, le juge en chef Hughes a affirmé, au paragraphe 36 de la page 698 :

« La Commission des entreprises de service public a été créée dans le but d'exercer un pouvoir de réglementation sur les opérations des services publics de la province. Sans la présence d'un tel organisme de réglementation, le service public pourra probablement facturer les frais que la circulation pourrait supporter et le public n'aurait aucun recours. Bien que les

pouvoirs conférés à la Commission soient principalement dans le but de protéger l'intérêt public, la Commission doit également protéger la position financière du service public lorsqu'elle reçoit une plainte alléguant que les tarifs sont irraisonnables, insuffisants ou injustement discriminatoire.
» [C'est nous qui soulignons]

Comme organisme de réglementation économique, la Commission est bivalente. Elle doit fixer des tarifs qui sont justes et raisonnables pour les contribuables. Elle doit également s'assurer que les tarifs permettront au service public de profiter d'un taux de rendement sur l'investissement afin de lui assurer une stabilité financière et de pouvoir continuer à fournir le service réglementé.

La *Loi sur l'électricité* est entrée en vigueur le 1^{er} octobre 2004, forçant une restructuration d'Énergie NB pour créer plusieurs groupes et, pour la première fois, un marché de la vente en gros et de la vente au détail dans le secteur de l'électricité. L'ancienne compagnie Énergie NB constituait un monopole à intégration verticale. La demanderesse dans la présente cause ne produit pas d'électricité et ne constitue pas un monopole à intégration verticale. Toutefois, la demanderesse, en vertu des dispositions de la *Loi* sur la restructuration interne, détient, à toutes fins pratiques, un monopole pour l'approvisionnement en électricité aux clients et elle dépend entièrement de Production Énergie NB pour l'approvisionnement en électricité vendue à ses clients.

La Commission note que l'intervenant public, le Conseil de la conservation du Nouveau-Brunswick (CCNB) et les médias se sont formellement opposés à la demande de confidentialité mise de l'avant par la demanderesse, conformément à la politique de la Commission sur les questions de confidentialité.

- (i) Le CCNB s'est opposé à la demande de la demanderesse à l'égard de EGNB IE-37 et EGN IR-39.
- (ii) L'intervenant public s'est opposé à la requête de la demanderesse à l'égard de tous les renseignements faisant l'objet de la requête effectuée par la demanderesse à la pièce A-8 et A10.
- (iii) Les médias ont prévenu qu'ils s'opposeraient à ce que tout renseignement fourni par la demanderesse soit déclaré confidentiel.

Nous désirons également noter que, à ce jour, aucune ordonnance de la Commission n'interdit la publication de l'information obtenue durant la procédure ou l'accès à la procédure par qui que ce soit. De plus, il n'existe aucune ordonnance déclarant que l'information fournie par la demanderesse est confidentielle.

DROIT APPLICABLE

L'article 133 de la *Loi sur l'électricité* se lit comme suit :

133 Lorsque la Commission obtient d'une personne, dans l'exercice de ses fonctions en application de la présente loi, des renseignements concernant les coûts supportés par cette personne en rapport avec ses

activités réglementées en vertu de la présente partie ou d'autres renseignements de nature confidentielle, ou que ces renseignements font l'objet d'une enquête menée par toute partie à des procédures entamées en vertu des dispositions de la présente loi, ces renseignements ne doivent pas être publiés ou révélés de façon à ce que toute personne puisse les utiliser à moins que la Commission n'estime que cette publication ou révélation est nécessaire dans l'intérêt public.

La protection conférée aux renseignements déposés à la Commission se produit, non en raison d'une ordonnance de la Cour, mais parce qu'il s'agit de renseignements du même type que ceux décrits dans la section et, par conséquent, inclus dans ses dispositions.

Au cours de la conférence préalable à l'audience, tenue le 11 juillet 2005, la Commission a été saisie d'une série de causes portant sur l'exercice des ordonnances de cour discrétionnaires limitant la liberté d'expression et la liberté de la presse en ce qui concerne les procédures judiciaires. La Commission a effectué une révision de ces causes.

L'expression la plus récente des principes par la Cour suprême du Canada figure dans *Toronto Star Newspaper Ltd. c. Ontario*, [2005] J.C.S. No 41, 2005 C.S.C 41. Le juge Fish a résumé pour la Cour l'état actuel du droit au Canada aux paragraphes 1 à 5 et aux paragraphes 7 et 8 de la décision :

« 1 Dans tout environnement constitutionnel, l'administration de la justice s'épanouit au grand jour — et s'étiole sous le voile du secret.

2 Cette leçon de l'histoire a été consacrée dans la *Charte canadienne des droits et libertés*. L'alinéa 2b) de la *Charte* garantit, en termes plus généraux, la liberté de communication et la liberté d'expression. La vitalité de ces deux libertés fondamentales voisines repose sur l'accès du public aux renseignements d'intérêt public. Ce qui se passe devant les tribunaux devrait donc être, et est effectivement, au cœur des préoccupations des Canadiens.

3 Bien que fondamentales, les libertés que je viens de mentionner ne sont aucunement absolues. Dans certaines circonstances, l'accès du public à des renseignements confidentiels ou de nature délicate se rapportant à des procédures judiciaires compromettra l'intégrité de notre système de justice au lieu de la préserver. Dans certains cas, un bouclier temporaire suffira; dans d'autres, une protection permanente sera justifiée.

4 Les demandes concurrentes se rapportant à des procédures judiciaires amènent nécessairement les tribunaux à exercer leur pouvoir discrétionnaire. La présomption de « publicité » des procédures judiciaires est désormais bien établie au Canada. L'accès du public ne sera interdit que lorsque le tribunal compétent conclut, dans l'exercice de son pouvoir discrétionnaire, que la divulgation *serait préjudiciable aux fins de la justice ou nuirait indûment à la bonne administration de la justice*.

5 Ce critère est maintenant appelé le critère de *Dagenais/Mentuck*, d'après les arrêts dans lesquels notre Cour a formulé et précisé les principes applicables. Il s'agit en l'espèce de déterminer si ce critère, élaboré relativement à des interdictions de publication au moment du procès, s'applique également à l'étape antérieure au dépôt d'accusations ou à « l'étape de l'enquête » dans une procédure criminelle. Il faut plus particulièrement décider s'il s'applique aux « ordonnances de mise sous scellés » visant les mandats de perquisition et les dénonciations qui en ont justifié la délivrance. »

À cet endroit, le juge Fish a décrit les questions présentées à la Cour dans l'affaire *Toronto Star*. Au paragraphe 7 de la décision, il précise comment la Cour entend disposer de l'appel dans cette affaire, notant que les principes qui viennent d'être décrits seraient appliqués. Il continue au paragraphe 7 comme suit :

« 7 Je suis d'avis de rejeter le pourvoi. J'estime que le critère de *Dagenais/Mentuck* s'applique à *chaque fois* qu'un juge exerce son pouvoir discrétionnaire de restreindre la liberté d'expression et la liberté de la presse relativement à des procédures judiciaires. Toute autre conclusion romprait, à mon avis, avec la jurisprudence de notre Cour, qui est demeurée constante au cours des vingt dernières années. Elle porterait également atteinte au principe de la publicité des débats judiciaires qui est inextricablement lié aux valeurs fondamentales consacrées à l'al. 2b) de la *Charte*.

8 Bien qu'il soit applicable à chacune des étapes du processus judiciaire, le critère de *Dagenais/Mentuck* est depuis toujours censé être utilisé avec souplesse et en fonction du contexte... » (C'est nous qui soulignons)

La série de causes menant à l'affaire *Toronto Star*, pour la plupart, portaient sur l'exercice d'un pouvoir judiciaire discrétionnaire dans le contexte de questions de droit pénal ou dans le contexte de l'exercice d'un pouvoir judiciaire discrétionnaire imposé par la loi comme dans l'affaire *Sierra Club du Canada c. Canada (ministre des Finances)*, [2002] 2 R.C.S. 522. La question dans cette cause portait sur l'effet d'une ordonnance de confidentialité rendue par un juge en vertu de la règle 151 de la Cour fédérale à l'égard d'un intérêt commercial important, connexe à l'instance judiciaire. La Cour a soutenu qu'une ordonnance de confidentialité pouvait être rendue, dans certaines circonstances, en tenant dûment compte d'une série de critères et en soupesant les intérêts et les droits. L'autre aspect important de cette cause est que le critère *Dagenais/Mentuck* a été appliqué de manière flexible et contextuelle dans une affaire civile et non criminelle.

Il existe quelques différences matérielles entre l'affaire *Sierra Club* et les circonstances de la présente affaire. Dans ce cas, la question portait sur l'exercice d'une discrétion prévue par la loi pour rendre une ordonnance de confidentialité. Dans la présente situation, la Commission exercerait son mandat général pour établir ses propres pratiques et ses propres procédures dans le contexte d'une loi qui prévoit que la Commission autorise le service public à facturer des tarifs justes et raisonnables. Le besoin de la Commission d'obtenir des renseignements dans la situation présente est quelque peu différent de celui de la Cour dans l'affaire *Sierra Club*.

La Commission a étudié les causes pour déterminer si une audience publique et les principes de liberté d'expression dont il a été fait mention dans l'affaire *Toronto Star* pourraient s'appliquer à une Commission ou à un tribunal comme le nôtre. C'est-à-dire une Commission qui exerce une fonction quasi-judiciaire dans l'administration de la justice telle qu'autorisée par un acte législatif et qui exerce des pouvoirs discrétionnaires dans le respect de sa pratique et de sa procédure. Après examen de ces causes, incluant *Travers c. Canada* (chef d'état-major de la Défense), [1993] 3 C.F. 528 (CF, section de première instance), confirmé en appel par la Cour d'appel fédérale, *Canadian Broadcasting Corporation c. Summerside (City)*, [1999] P.E.I.J. no 3, et *Pacific Press Ltd. c. Canada (ministre de l'Emploi et de l'Immigration)*, [1991] 2 C.F. 327 (CAF) de

même que les critères et les principes cités à cet égard, la Commission est convaincue qu'elle est liée à ces principes.

La Commission considère qu'il est approprié dans la présente cause d'appliquer le critère Dagenais/Mentuck de façon flexible et contextuelle au cadre législatif, légal et réglementaire dans lequel la Commission se situe.

EXAMEN DES DEMANDES DE LA PARTIE REQUÉRANTE

La Commission a révisé les demandes d'information présentées dans la preuve A-8 et décrites dans la preuve A-10 pour lesquelles la requérante demandait que les réponses soient déposées en vertu de l'article 133 de la *Loi sur l'électricité*. Les demandes d'information suivantes ont été réglées :

- (a) Disco EGNB IR-1, et
- (b) Les ententes d'achat d'énergie concernant Énergie nucléaire NB et Énergie NB Coleson Cove (COLESONCO).

Pour ce qui est du reste des demandes d'information, la requérante ne possède pas toute l'information. Les contrats avec les producteurs autonomes, entre autres, font partie de l'information qu'il n'a pas en sa possession et seront désignés sous le nom de « information sur les contrats avec les producteurs autonomes ». L'information demandée dans le reste des demandes d'information, l'information sur les contrats avec les producteurs autonomes mise à part, sera désignée sous le nom de « documents requis ».

ANALYSE

Lorsqu'une information est déposée auprès de la Commission, l'article 133 de la *Loi sur l'électricité* s'applique, pour autant qu'il s'agisse du genre d'information décrit à l'article 133. La Commission ne doit pas divulguer cette information à moins qu'elle ne juge que cette publication soit nécessaire dans l'intérêt public. L'application de l'article 133 de la *Loi* pour une information de ce genre s'effectue en exécutant l'article 133 et non par ordonnance ou directive de la Commission. La Commission ne possède aucun pouvoir discrétionnaire lui permettant de décider l'inclusion d'une telle information dans l'article. À moins que la Commission ne détermine que cette information est d'intérêt public, l'article continue d'empêcher la diffusion publique de cette information. L'information déposée auprès de la Commission et fournie aux participants est publique et la Commission n'a pas besoin de déterminer s'il est dans l'intérêt public d'en permettre la divulgation.

Après avoir effectué l'examen de l'information déposée et qui n'a pas été fournie aux participants à titre de document public, la Commission peut déterminer qu'il est dans l'intérêt public que cette information soit soustraite à la protection de l'article 133 et déposée comme document public.

Lors de la conférence préalable à l'audience des 11 et 12 juillet 2005, la Commission a entendu l'argument du requérant selon lequel les documents requis devraient être déposés en vertu de l'article 133 de la *Loi sur l'électricité* et déclarés confidentiels. La Commission a également entendu l'exposé du requérant selon lequel elle ne devrait pas ordonner le dépôt de l'information sur les contrats avec les producteurs autonomes.

La requérante n'a déposé ni les documents requis ni l'information sur les contrats avec les producteurs autonomes auprès de la Commission. Il en résulte que l'article 133 ne s'applique pas encore aux documents requis ou à l'information sur les contrats avec les producteurs autonomes.

Une certaine confusion est survenue au cours de ces journées d'audience. Un bon nombre d'intervenants ont demandé que la Commission n'ordonne pas la classification confidentielle des documents requis et ils ont demandé que la Commission ordonne au requérant de déposer ces documents ainsi que l'information sur les contrats avec les producteurs autonomes comme document public. Les intervenants ont motivé les raisons pour lesquelles ils devaient obtenir les documents requis et l'information sur les contrats avec les producteurs autonomes et ils ont présenté des arguments pour que ces documents ne soient pas classés comme confidentiels. Les médias ont allégué que la Commission pourrait offenser l'audience publique et contrevenir aux principes de liberté d'expression énoncés dans l'affaire *Toronto Star* en autorisant la classification confidentielle des documents requis et de l'information sur les contrats avec les producteurs autonomes.

La Commission s'est prononcée à un certain nombre d'occasions sur l'importance des documents requis et de l'information sur les contrats avec les producteurs autonomes pour les besoins de fixer des tarifs justes et équitables. La Commission juge également important que les intervenants aient accès aux documents requis et à l'information sur les contrats avec les producteurs autonomes, si et lorsque ces documents sont déposés auprès de la Commission, afin de vérifier les affirmations du requérant.

Tel que mentionné, la Commission doit déterminer s'il est dans l'intérêt public de divulguer les documents requis et l'information sur les contrats avec les producteurs autonomes. Une telle décision est rendue à la suite d'une audience permettant d'entendre les arguments en faveur et ceux contre l'exercice du pouvoir discrétionnaire de la Commission sur la divulgation de l'information protégée en vertu de l'article 133 de la *Loi*. La Commission juge que cette audience a eu lieu les 11 et 12 juillet 2005. La Commission a été en mesure d'adapter ses connaissances lors de l'évaluation de la signification et du genre d'information sous-jacente aux descriptions sommaires et qui figurent à la pièce A-8. L'article 133 de la *Loi* stipule que la divulgation des documents requis et de l'information sur les contrats avec les producteurs autonomes, si et lorsque ces documents sont déposés, doivent être nécessaires à l'intérêt public. La Commission ne bénéficie d'aucun pouvoir discrétionnaire sur cette question.

La Commission a déterminé que l'intérêt public est mieux servi si elle atteint le point d'équilibre entre son rôle en tant qu'organisme de réglementation responsable d'autoriser des tarifs justes et raisonnables et son obligation de s'assurer que les principes de liberté d'expression et d'audience publique énoncés dans la cause *Toronto Star* soient appliqués. Cet équilibre est requis en raison des devoirs et des obligations particuliers imposés par la *Loi sur l'électricité* à l'endroit de la Commission et des obligations de la Commission à l'égard du service public du requérant.

La pièce A-8 indique que la requérante n'a pas en sa possession certaines parties de l'information demandée. Cette information n'est disponible qu'auprès des filiales d'exploitations d'Énergie NB ou grâce à la coopération des tierces parties.

À l'égard de l'information sur les contrats avec les producteurs autonomes demandée dans Disco (PI) IR-17, la Commission a transmis un avis à chacune des parties des contrats désignés à l'effet que la Commission pourrait ordonner que les contrats soient déposés auprès de la Commission au cours de cette audience. Le 11 juillet 2005, la Commission a entendu les arguments des conseillers de Bayside, St. George, Grandview et Fraser Papers. De plus, les conseillers du requérant ont présenté un argument à l'égard du contrat Bitor. L'objectif des représentations était de faire valoir que la Commission n'avait pas la compétence d'ordonner la présentation des contrats et que l'information incluse n'était pas pertinente à la présente demande. Les conseillers ont également refusé de fournir les contrats de bon gré.

La Commission se préoccupe du fait que des renseignements exclusifs et d'intérêt commercial relatifs aux compagnies d'exploitation ou au requérant faisant partie des documents requis et de l'information sur les contrats avec les producteurs autonomes soient divulgués et créent un désavantage concurrentiel au sein du marché nouvellement créé. Une telle divulgation risquerait d'entraîner un préjudice financier important pour ces compagnies et, si tel en était le cas, les tarifs d'électricité augmenteraient. La Commission est consciente de son obligation à l'égard de la stabilité financière continue du requérant dans le but de lui permettre de continuer d'offrir son service monopolistique. Néanmoins, la Commission doit être en mesure d'obtenir une certaine information pour lui permettre d'en arriver comme il se doit à des tarifs justes et équitables.

Il est indispensable à cette étape de comprendre que la requérante ne désire pas utiliser les documents requis et l'information sur les contrats avec les producteurs autonomes pour appuyer sa cause. Si la Commission n'ordonne pas le dépôt des documents requis et de l'information sur les contrats avec les producteurs autonomes, ils ne seront pas accessibles auprès de la Commission.

ORDONNANCES

- 1 Demande présentée par la requérante pour que l'information soit déposée auprès de la Commission à titre confidentiel

La Commission ordonne que la requérante dépose les documents requis en sa possession auprès de la Commission dans leur version non modifiée. L'article 133 de la *Loi sur l'électricité* s'appliquera à la portion de cette information que la requérante a identifiée comme étant protégée par l'article 133, tel que décrit à la pièce A-8. De plus, la Commission ordonne au requérant de déposer les documents requis auprès des archives publiques de la Commission, avec l'information identifiée par la requérante comme étant protégée par l'article 133, tel que décrit à la pièce A-8, dans sa version modifiée.

En rendant sa décision, la Commission a déterminé, après examen des divers droits et intérêts en jeu, que le dépôt des documents requis dans leur version non modifiée aurait un effet salvateur sur le droit des requérants à une audience juste. D'un autre côté, les effets délétères du dépôt des documents requis dans leur version non modifiée sur le principe des audiences publiques et de la liberté d'expression seraient minimaux.

La Commission juge qu'il est nécessaire et dans l'intérêt public que les documents requis dans leur version non modifiée soient étudiés au cours d'une audience à huis clos. La Commission émettra, au moment opportun, une ordonnance conforme à sa politique sur les questions de confidentialité dans le but de déterminer l'heure, la date et l'endroit de l'audience à huis clos pour l'examen des documents requis dans leur version non modifiée.

Les documents requis et l'information sur les contrats avec les producteurs autonomes représentent une très petite portion de l'information requise dans plus de 300 demandes d'information. Les documents, bien que très importants aux délibérations de la Commission, sont très étroits ou formalistes. En ordonnant le dépôt des documents requis dans leur version non modifiée, la Commission est persuadée que, bien que ces procédures soient d'un intérêt public marqué, la liberté d'accès aux documents requis dans leur version non modifiée pendant la procédure ne serait que légèrement gênée par l'ordonnance rendue.

L'information sur les contrats avec les producteurs autonomes a présenté un problème particulièrement difficile pour la Commission. L'information sur les contrats avec les producteurs autonomes figure dans les dossiers des compagnies d'exploitation d'Énergie NB et porte généralement sur les contrats avec les tierces parties. La Commission juge que l'information sur les contrats avec les producteurs autonomes est très importante pour fixer des tarifs justes et équitables.

La Commission a déterminé qu'elle ne possède pas la compétence d'ordonner le dépôt de l'information sur les contrats avec les producteurs autonomes auprès de la Commission et, par conséquent, de rendre aucune ordonnance à cet effet.

La Commission réitère une partie de sa décision du 9 juin :

« La Loi est également manifeste en ce sens que la Commission n'a aucune compétence quant aux compagnies d'exploitation. Nous croyons fortement, si les filiales d'exploitation d'Énergie NB possédaient de l'information pouvant aider cette Commission à fixer des tarifs justes et équitables pour les clients de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB, que cette information serait disponible dans le cours de cette audience. »

La Commission note que le Livre blanc sur l'énergie a rendu manifeste les intentions du gouvernement de créer un marché concurrentiel pour l'électricité destinée aux clients des gros détaillants et à l'échelon du gros. L'intention de la législature est également évidente à l'effet qu'un tel marché devrait être créé et exploité au Nouveau-Brunswick. À cet effet, la législation a ordonné la séparation d'Énergie NB en deux compagnies de transport et de distribution entièrement réglementées par cette Commission, et des compagnies d'exploitation qui ne sont pas soumises à la surveillance réglementaire fondée sur les tarifs de cette Commission.

Avant cette division selon des axes fonctionnels (production, transport et distribution et exploitant du réseau), Énergie NB avait conclu des ententes pour l'approvisionnement en électricité et en énergie avec certains producteurs autonomes. Ces contrats, ou ententes d'achat d'énergie électrique, qui composent une partie de l'information sur les contrats avec les producteurs autonomes, portent sur la vente de l'approvisionnement en énergie sur le marché du Nouveau-Brunswick – un marché composé d'acheteurs et de vendeurs. Étant donné que les ententes d'achat d'énergie électrique ont clairement pour but de vendre de l'électricité et de l'énergie, il est évident que les intentions de la législature auraient été mieux satisfaites en affectant les ententes d'achat d'énergie au requérant, c'est-à-dire à la compagnie de distribution désignée par la législature comme fournisseur de service en matière d'offre standardisée pour le marché, et la compagnie qui doit actuellement acheter l'électricité pour satisfaire près de 100 % de la charge provinciale.

En fait, les ententes d'achat d'énergie ont été cédées à Production Énergie NB. Cette situation entraîne au moins deux conséquences néfastes pour les consommateurs d'électricité du Nouveau-Brunswick :

1. Elle place les contrats hors de la portée de cette Commission pour ce qui est des questions relatives à la fixation des tarifs, contrariant ainsi le processus de conception tarifaire et de répartition des coûts nécessaire pour établir des tarifs justes et raisonnables qui sont également équitables et valables ; et
2. Elle constitue un obstacle à la croissance d'un marché concurrentiel pour les clients des gros détaillants et à l'échelon du gros en plaçant Production Énergie NB dans une position dominante sur le marché puisqu'elle est le seul fournisseur d'électricité pour la requérante.

La Commission note également que ces contrats d'achat d'énergie ont été conclus avec Énergie NB alors que la compagnie était un service public pleinement intégré et

réglementé. Par conséquent, on s'attendait, ou il était raisonnable de s'attendre, à ce que les contrats entre Énergie NB et les producteurs autonomes soient soumis à un examen lors d'un forum grand public. Ce n'est que parce qu'Énergie NB a été restructurée le 1^{er} octobre de l'an dernier, et le contrat cédé à ce qu'il est permis de croire comme étant la mauvaise compagnie remplaçante, que la Commission n'a pas la compétence d'obliger le dépôt du contrat au cours de cette procédure de fixation tarifaire.

Enfin, la Commission note que les contrats en question représentent une portion importante de la capacité provinciale. Deux de ces contrats portent sur les génératrices alimentées au gaz naturel, les seules dans la province. La requérante a indiqué que 29 millions \$ de l'augmentation du revenu demandée pour l'année 2005/2006 étaient imputables aux prix élevés prévus pour le gaz naturel.

La Commission est d'avis que sa capacité de s'acquitter de ses obligations, pour ce qui est de l'examen tarifaire de la vente au détail et de la surveillance du marché dans le but de promouvoir la compétition dans le domaine de l'exploitation, a été gravement compromise par la cessation des ententes d'achat d'énergie avec les producteurs autonomes à Production Énergie NB au lieu du requérant.

La Commission est également d'avis que la situation peut être remédiée, et l'intention du législateur respectée, si le ministre exerce son pouvoir discrétionnaire par le biais d'un décret qui retirerait les ententes d'achat d'énergie avec les producteurs autonomes de Production Énergie NB pour les affecter à nouveau au requérant.

2 Requête dans l'affaire d'une demande relative à l'enregistrement magnétoscopique et sonore des procédures :

Tel que noté au début de cette décision, la CBC avait demandé la permission d'être présente pour la durée de l'audience de la Commission, d'enregistrer la procédure par voie audio ou vidéo et de diffuser ces enregistrements sous réserve des restrictions en matière de publication pouvant être imposées à juste titre à toute personne en général et à la presse écrite.

La Commission a jugé approprié que tous les médias, incluant la télévision, couvrent la procédure d'audience publique de la Commission et qu'ils soient en mesure de diffuser les enregistrements de cette audience, qu'il s'agisse de la télévision ou de la radio. Par conséquent, la règle générale sera dorénavant que l'équipement audio ou vidéo peut être utilisé pour enregistrer nos procédures. Cette règle sera toujours sous réserve que la Commission puisse limiter l'enregistrement dans certains cas.

Par exemple, l'équipement d'enregistrement et de photographie ne seront pas permis lors des audiences à huis clos. Un autre exemple pourrait être lorsqu'une « journée publique » est tenue dans le cadre de l'audience tarifaire afin que les représentants du public puissent exprimer leur opinion devant la Commission sans avoir à participer à l'audience en entier. C'est durant cette journée qu'ils ont la possibilité de s'exprimer

devant la Commission. L'équipement d'enregistrement et de photographie seront interdits pour cette partie du processus. Par contre, tout représentant du public désirant accorder une entrevue peut le faire à l'extérieur de la salle d'audience. Ceux et celles qui sont intimidés par la télévision/la radio peuvent ainsi se sentir libre de s'adresser à la Commission sans être soumis à un enregistrement magnétoscopique ou sonore.

3 Requête dans l'affaire d'une demande relative à un préavis :

Les médias ont demandé à la Commission de leur faire parvenir un préavis de toute procédure interlocutoire future pendant laquelle la Commission aurait l'intention d'entendre des requêtes portant sur le dépôt à titre confidentiel de renseignements ou de documents. La Commission a passé en revue les commentaires sur les avis formulés par le juge Lamer au paragraphe 49 de *Dagenais c. Canadian Broadcasting Corporation*, [1994] 3 R.C.S. 835. Il a indiqué un certain nombre de problèmes d'ordre pratique et en a conclu que la décision devait être à la discrétion du juge.

La Commission juge approprié qu'une procédure de préavis soit adoptée par la Commission. La Commission note également le manque de réalisme consistant à suspendre les délibérations de la Commission lorsqu'une requête d'audience en matière de questions de confidentialité ou une requête d'audience à huis clos est présentée à la Commission dans un court délai. La Commission communiquera avec le Conseil de presse du Nouveau-Brunswick pour mettre au point un site comme celui qui est utilisé en Nouvelle-Écosse, nous a-t-on dit, et qui permettra d'afficher des préavis.

Annexe C

DEMANDE TARIFAIRE DE LA CORPORATION DE DISTRIBUTION
ET SERVICE À LA CLIENTÈLE ÉNERGIE NB

DÉCISION – DEMANDE DE ROGERS
RELATIVE À LA COMPÉTENCE
LE 27 OCTOBRE 2005

DANS L'AFFAIRE D'UNE DEMANDE EN DATE DU 21 MARS 2005
RELATIVE À UNE DEMANDE D'AUDIENCE POUR ÉTUDIER LA
MODIFICATION DES FRAIS, DES TAUX ET DES DROITS DE LA
CORPORATION DE DISTRIBUTION ET DE SERVICE À LA CLIENTÈLE
ÉNERGIE NB

ET DANS L'AFFAIRE D'UNE DEMANDE DE ROGERS CABLE
COMMUNICATIONS INC. RELATIVE À UNE AUDIENCE AUPRÈS DE LA
COMMISSION DES ENTREPRISES DE SERVICE PUBLIC DANS LE BUT
D'ÉTABLIR UN TAUX POUR LA FIXATION DES INSTALLATIONS DE ROGERS
AUX POTEAUX D'ÉLECTRICITÉ DE LA CORPORATION DE DISTRIBUTION ET
DE SERVICE À LA CLIENTÈLE ÉNERGIE NB.

Contexte

La Corporation de distribution et de service à la clientèle Énergie NB (« Distribution et Service à la clientèle Énergie NB ») a déposé une requête auprès de la Commission des entreprises de service public (« la Commission ») en vertu de l'article 101 de la *Loi sur l'électricité* (« la Loi ») le 21 mars 2005 pour obtenir l'approbation de ses frais, de ses taux et de ses droits pour l'exercice de référence 2005-2006 (« la requête »). L'augmentation des taux proposée dans la requête dépassait les montants décrits dans l'article 99 de la *Loi*.

Dans une lettre adressée à la Commission en date du 5 mai 2005, Rogers Cable Communications Inc. (« Rogers ») a demandé à la Commission de lui accorder le statut d'intervenant formel à l'égard de la requête et a demandé à la Commission d'établir un taux pour la fixation des installations de Rogers aux poteaux d'électricité de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB (« taux de fixation aux poteaux »).

Dans une lettre adressée à la Commission en date du 13 mai 2005, Distribution et Service à la clientèle Énergie NB s'est objectée à l'obtention du statut d'intervenant formel de Rogers sous prétexte que la Commission n'avait pas la compétence d'établir un taux de fixation aux poteaux.

Au cours de la conférence préalable à l'audience à l'égard de la requête, la Commission a entendu des arguments de fond présentés par Distribution et Service à la clientèle Énergie NB et Rogers sur la question de l'obtention d'un statut d'intervenant formel de Rogers. La Commission a accordé par la suite un

statut d'intervenant formel à Rogers et a indiqué qu'elle fixerait une date, au moment opportun, pour étudier l'allégation de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB à l'effet que la Commission n'avait pas la compétence d'établir un taux de fixation aux poteaux. Cette allégation a été entendue le 6 octobre 2005.

La Commission a entendu Distribution et Service à la clientèle Énergie NB, Rogers, le New Brunswick Municipal Electric Utility Association et l'intervenant public. Distribution et Service à la clientèle Énergie NB et Rogers ont déposé des communications écrites à l'appui de leur prétention respective dans le but de réitérer et de développer les arguments et les prétentions présentées lors de la conférence préalable à l'audience, au cours de laquelle la question de compétence avait également été étudiée.

Dans *Barrie Public Utilities c. Canadian Cable Television Assoc.*, 2003 C.S.C. 28, la Cour suprême du Canada a rendu une décision connexe aux questions à l'étude dans la présente requête. Dans cette décision, la Cour a déterminé que le CRTC n'avait pas la compétence voulue pour fournir l'accès aux poteaux d'électricité des services publics ou pour en fixer les taux d'utilisation par les compagnies de télécommunication. Il en découle que la compétence de telles questions est de matière provinciale.

Faits connexes à cette requête

Dans le cadre de sa requête en date du 21 mars 2005, Distribution et Service à la clientèle Énergie NB a déposé un nouvel indicateur des frais, des taux et des droits pour lequel elle demandait l'autorisation de la Commission. Le 6 juin 2005, Distribution et Service à la clientèle Énergie NB a demandé et reçu l'approbation de la Commission d'amender la requête pour obtenir l'autorisation de déposer le 1^{er} octobre 2005 au plus tard un nouvel indicateur de frais, de taux et de droits pour l'exercice financier 2006-2007 (« requête amendée »). Les indicateurs révisés des nouveaux taux ont été déposés à la Commission le 1^{er} octobre 2005 (« indicateurs »). Par la suite, Distribution et Service à la clientèle Énergie NB a déposé le 11 octobre 2005 un cartable intitulé (« témoignages – besoins en revenus, 17 octobre 2005, vol. 1 de 1, référence de la Commission : 2005-002 » (« témoignages »).

Distribution et Service à la clientèle Énergie NB a informé la Commission lors de sa représentation du 6 octobre 2005 qu'elle avait conclu une entente conjointe avec le fournisseur de service téléphonique Aliant relative aux questions datant des années 90 et à la fixation des installations de Rogers aux poteaux de l'autre partie. De plus, Distribution et Service à la clientèle Énergie NB a informé la Commission qu'elle avait conclu, à la fin de 1996, une entente auxiliaire relative à la fixation des installations de Rogers aux poteaux par des tierces parties et elle a indiqué que Rogers avait conclu une entente avec Aliant relative à la fixation des installations de Rogers aux poteaux de Distribution et Service à la clientèle

Énergie NB et d'Aliant, en vertu de cette entente auxiliaire. Enfin, Distribution et Service à la clientèle Énergie NB a indiqué qu'elle mettait fin à l'entente auxiliaire conclue avec Aliant sur la fixation des installations de Rogers aux poteaux par une tierce partie et qu'elle demandait à Rogers de négocier la fixation de ses installations aux poteaux de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB directement avec cette dernière. Distribution et Service à la clientèle Énergie NB et Rogers ont tous deux convenu que la résiliation de l'entente auxiliaire relative à la fixation des installations de Rogers aux poteaux par une tierce partie ne constituait pas un enjeu de cette demande ou de la présente requête. Toutefois, c'est la résiliation de l'entente auxiliaire sur l'utilisation par une tierce partie et la nécessité de négocier directement avec Distribution et Service à la clientèle Énergie NB qui a incité Rogers à demander le statut d'intervenant dans la présente requête et à demander à la Commission d'établir un taux de fixation aux poteaux. Un aspect additionnel de la demande de Rogers porte sur le fait que la compagnie n'a pas été en mesure de négocier un taux satisfaisant d'utilisation aux poteaux avec Distribution et Service à la clientèle Énergie NB.

Distribution et Service à la clientèle Énergie NB, en réponse à la demande d'information numéro 2 (pièce A-12), a présenté une [TRADUCTION] « révision de l'étude sur la répartition des coûts par catégorie pour les allocations de la distribution, décembre 2004 ». Cette étude indique que Distribution et Service à la clientèle Énergie NB est propriétaire de 343 000 poteaux et que Aliant en appartient 200 000. Dans son argument, Rogers indique que 108 904 poteaux de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB représentent l'enjeu entre Distribution et Service à la clientèle Énergie NB et Rogers.

La principale source de revenu de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB se compose des frais, des taux et des droits perçus pour la vente de l'électricité aux clients du détail, aux clients des grandes industries et aux services publics électriques de distribution. Distribution et Service à la clientèle Énergie NB reçoit également des revenus d'autres sources.

Le tableau 5E figure dans la preuve directe de Lorrie Clark, à la page 9. Il est intitulé [TRADUCTION] « Prévision des revenus divers de la Corporation de distribution et service à la clientèle Énergie NB pour l'année financière se terminant le 31 mars [2006-2007] » (« revenus divers »). Le tableau 5E présente une liste de six postes de revenus divers ainsi que leur valeur monétaire et il est suivi d'une explication de chaque poste. Dans cette liste, un poste est identifié comme « autres ». Ce poste comprend les revenus provenant : (1) de divers arrangements avec les tierces parties, (2) des services d'élagage des arbres, (3) des gains obtenus par la vente d'immobilisations, et (4) « des services fournis par le biais d'une entente d'usage conjoint avec un service public de télécommunication ».

Les indicateurs font partie de la requête amendée déposée et figurent dans la preuve comme pièce jointe 2A. RPR N-23 est à la page 23 et, sous l'intitulé

[TRADUCTION] « Indicateurs de taux pour la location des installations », les taux sont présentés pour : (1) les chauffe-eau, (2) l'éclairage des zones, (3) l'éclairage de rues et (4) les poteaux. La catégorie poteaux est décrite comme étant : « cette catégorie de clients qui louent les poteaux d'Énergie NB. » (« Indicateurs TP »).

Distribution et Service à la clientèle Énergie NB détient une licence octroyée par la Commission en vertu de la partie V, section A de la *Loi*, lui permettant d'exercer les activités décrites au paragraphe 86(c) de la *Loi*.

Questions en litige

La Commission juge qu'il y a trois questions sur lesquelles elle doit se pencher pour déterminer sa compétence dans cette affaire :

- (1) L'interprétation de l'article 97 de la *Loi* à l'égard du terme « services », tel qu'employé dans cette section.
- (2) L'inclusion dans la requête amendée par Distribution et Service à la clientèle Énergie NB d'une requête d'approbation des taux de location de poteaux parmi ses indicateurs.
- (3) Comme Distribution et Service à la clientèle Énergie NB détient une licence octroyée par la Commission en vertu de la partie V, section A de la *Loi*, il peut être d'intérêt public que la Commission amende la licence de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB pour ajouter une condition afin que Distribution et Service à la clientèle Énergie NB permette l'accès des poteaux d'électricité par Rogers et que la Commission approuve les taux pour cet accès.

(1) Interprétation de l'article 97 de la *Loi*

Les dispositions de la *Loi* correspondant à la requête de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB et de Rogers à l'égard de l'interprétation de l'article 97 de la *Loi* se lisent comme suit :

Définitions

1 Dans la présente loi

« réseau de distribution » désigne l'ensemble des installations servant à distribuer de l'électricité à des tensions de moins de 69 kilovolts, y compris les constructions, l'équipement et les autres choses utilisés à cette fin ;

« service en vertu d'un contrat type » désigne un service d'électricité fourni par le fournisseur de service en vertu d'un contrat type à une entreprise de distribution d'électricité ou à un client industriel directement du réseau contrôlé par l'ER selon les frais, taux et droits autorisés en vertu de la partie V ;

Filiales de la Corporation

4(1) Le lieutenant-gouverneur en conseil peut faire en sorte que la Corporation constitue en corporation les filiales suivantes sous le régime de la *Loi sur les corporations commerciales* :

- (d) une corporation sous la raison sociale Corporation de distribution et service à la clientèle Énergie Nouveau-Brunswick, qui a notamment pour objet d'être propriétaire et d'exploiter les réseaux de distribution et de fournir des services à la clientèle relatifs à la fourniture et à l'alimentation en électricité au moyen de ces réseaux.

Partie V, section B, SERVICES DE DISTRIBUTION

Champ d'application

97 La présente section s'applique à la Corporation de distribution relativement aux services qu'elle fournit à ses clients au moyen de son réseau de distribution et relativement à l'électricité fournie aux entreprises de distribution d'électricité et à la clientèle industrielle en sa qualité de fournisseur de service en vertu d'un contrat type ; toutefois, la présente section ne s'applique pas relativement à l'électricité fournie en vertu de l'alinéa 77(3)(b).

Demande d'approbation au changement des frais, taux et droits

101(1) Si un changement aux frais, taux et droits pour ses services se traduit par un pourcentage qui dépasse le pourcentage autorisé en vertu de l'article 99, la Corporation de distribution doit faire une demande à la Commission en vue d'obtenir l'approbation au changement ; elle ne peut faire le changement tant qu'elle n'en a pas reçu l'approbation.

101(3) Lorsqu'elle prend en considération une demande en vertu du présent article, la Commission doit rendre son ordonnance quant aux frais, taux et droits qui doivent être demandés par la Corporation de distribution en fonction de tous les besoins en revenus pour la fourniture des services visés à l'article 97.

101(5) À la fin de l'audience, la Commission fait ce qu'il suit :

- (a) elle approuve le changement aux frais, taux et droits, si elle est convaincue qu'ils sont justes et raisonnables ou, si elle n'en est pas convaincue, elle fixe les frais, taux et droits qu'elle juge raisonnable ; et

Perception des frais, taux et droits

102(1) La Corporation de distribution ne peut demander, exiger, percevoir ni recevoir une rétribution supérieure ou inférieure pour ses services à celle qui est prévue par les indicateurs établis à l'époque, ni exiger, ni percevoir, ni recevoir des frais, taux ou droits non spécifiés dans ces indicateurs.

Les termes « services », « clients » et « électricité » ne sont pas définis. Dans la section B de la partie V, aucune mention n'est faite du terme « tarif », tel qu'employé aux articles 107, 108, 110 et 111, section C, Services de transport et services auxiliaires, de la *Loi*.

Distribution et Service à la clientèle Énergie NB allègue que la Commission est une création législative et, en l'absence de pouvoir exprès dans la *Loi* conférant à la Commission le pouvoir de traiter des taux de fixation aux poteaux, qu'elle n'en a pas la

compétence. Distribution et Service à la clientèle Énergie NB affirme qu'il n'existe aucune disposition dans la *Loi* qui confère ce pouvoir à la Commission.

Pour appuyer sa position, Distribution et Service à la clientèle Énergie NB affirme que la section B de la partie V de la *Loi* régit la requête amendée et que cette section de la *Loi* est la seule source permettant à la Commission d'approuver les frais, les taux et les droits recherchés par Distribution et Service à la clientèle Énergie NB. Distribution et Service à la clientèle Énergie NB affirme que les mots des textes législatifs doivent être interprétés dans leur sens grammatical et ordinaire, tel que stipulé par E.A. Driedger à la page 87 de son texte intitulé *Construction of Statutes*, (2^e édition, 1983). En appliquant ces règles à l'interprétation statutaire, le mot « services » tel qu'employé à l'article 97 doit s'appliquer uniquement aux services d'électricité. Il s'agit de la seule interprétation possible à donner au terme « services » lorsque ce terme est interprété dans le contexte de la *Loi* au complet.

Distribution et Service à la clientèle Énergie NB allègue que la partie importante de l'article 97 est le syntagme « relativement aux services qu'elle fournit à ses clients au moyen de son réseau de distribution ». Pour analyser ce syntagme, Distribution et Service à la clientèle Énergie NB affirme qu'il faut étudier la définition de « réseau de distribution ». Cette définition décrit un réseau de ce genre comme un réseau « qui sert à distribuer l'électricité aux clients ». Distribution et Service à la clientèle Énergie NB allègue également que la définition de « consommateur » appuie son interprétation puisqu'elle indique la consommation « de l'électricité qu'une personne n'a pas produite ».

En se fondant sur cette analyse, Distribution et Service à la clientèle Énergie NB affirme que l'article 97 devrait être interprété comme suit :

La présente section s'applique à la Corporation de distribution relativement aux services qu'elle fournit à ses clients au moyen de son réseau permettant de distribuer l'électricité à une personne qui utilise, pour sa propre consommation, de l'électricité qu'elle n'a pas produite...et inclut les constructions, l'équipement ou les autres choses utilisés à cette fin.

Enfin, Distribution et Service à la clientèle Énergie NB affirme que, lorsque l'article 97 est interprété de cette façon, la section B limite le pouvoir de la Commission à l'approbation des taux pour la distribution de l'électricité uniquement. Comme Rogers propose d'utiliser les poteaux pour la distribution des services de câble et que les services de câble ne figurent pas à l'article 97, la Commission n'a aucune compétence d'établir les taux de fixation aux poteaux pour de tels services.

Rogers allègue que la Cour suprême du Canada a affirmé « ...il faut donner aux termes contenus dans une loi leur sens ordinaire. Les autres principes d'interprétation législative n'entrent en jeu que lorsque les termes à définir sont ambigus. » Dans cette affirmation, Rogers cite le paragraphe 18 de décision *R. c. McCraw*, [1991] 3 R.C.S. 72, 128 N.R. 299 et invoque l'affaire *Barrie* (précité) pour appuyer sa prétention.

Rogers allègue que le mot « services » figurant à l'article 97 inclut tous les services fournis par Distribution et Service à la clientèle Énergie NB en vertu de la *Loi* et non seulement la disposition sur les services d'électricité. Rogers note que les services de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB en vertu de l'article 97 doivent être fournis conformément à son « réseau de distribution ». Il mentionne ensuite la définition de « réseau de distribution ». Cette définition indique qu'un réseau pour distribuer l'électricité inclut « les constructions, l'équipement et les autres choses utilisés à cette fin ». Rogers allègue que les poteaux d'électricité font clairement partie et sans l'ombre d'un doute du réseau de distribution de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB dont il est question à l'article 97 et qu'ils font partie intégrante de la fourniture de services de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB dont il est question dans cet article.

Par ailleurs, Rogers indique que le fait de permettre à une entreprise de câblodistribution d'utiliser un espace sur ses poteaux constitue un service de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB à l'endroit des clients par le biais de son réseau de distribution. Il ajoute enfin qu'il n'y a rien dans la *Loi* qui suggère que l'article 97, dans son sens ordinaire, devrait être interprété de sorte à exclure la fourniture d'un espace par Distribution et Service à la clientèle Énergie NB aux entreprises de câblodistribution.

Dans l'affaire *Charlebois c. la ville de Saint-Jean*, 2004 NBCA 49 (IJCCan) (en pourvoi devant la Cour suprême du Canada), la Cour d'appel du Nouveau-Brunswick s'est penchée sur l'état du droit actuel au Nouveau-Brunswick à l'égard de l'interprétation des actes législatifs. La question dans cette affaire portait sur l'interprétation à donner au mot « institutions », tel qu'employé aux articles 1 et 22 de la *Loi sur les langues officielles du Nouveau-Brunswick*. Bien que l'affaire porte sur l'application de cette *Loi* à l'égard des plaidoyers et des preuves dans les actions en justice, il ne s'agissait pas d'une contestation fondée sur la *Charte*. La question cherchait explicitement à déterminer si le terme « institutions » de ces articles incluait une municipalité. La Cour a conclu qu'il n'en était pas le cas. Bien que la Cour suprême du Canada puisse être en désaccord avec l'interprétation des dispositions législatives de la Cour d'appel, les extraits suivants de la décision *Charlebois*, soit les paragraphes [17] et [18] ainsi que le paragraphe [43], demeureront l'expression de l'état du droit actuel au Nouveau-Brunswick à l'égard de l'interprétation des actes législatifs.

A. Principes d'interprétation législative

...

[17] Il ressort de la jurisprudence relative à l'interprétation des lois que la Cour suprême du Canada a énoncé à maintes reprises des principes généraux destinés à guider les tribunaux dans l'interprétation de textes législatifs. Bref, la Cour suprême a depuis bon nombre d'années adopté la méthode moderne d'interprétation des lois et a complètement délaissé la méthode littérale d'interprétation qui se limitait souvent à un examen du libellé dans son sens ordinaire. En revanche, la méthode moderne d'interprétation préconise l'examen de l'objet de la disposition litigieuse ainsi que l'objet de la loi elle-même, l'historique de la disposition particulière, l'économie générale de la loi, et enfin l'intention du législateur autant dans l'adoption de la disposition particulière que dans la loi dans son ensemble.

[18] La formulation de cette méthode d'interprétation que privilégie la Cour suprême dans ces récents arrêts est celle qu'énonce E.A. Driedger dans son ouvrage *Construction of Statutes* (2^e éd. 1983), à la page 87 :

[TRADUCTION] Aujourd'hui, il n'y a qu'un seul principe ou solution : il faut lire les termes d'une loi dans leur contexte global en suivant le sens ordinaire et grammatical qui s'harmonise avec l'esprit de la loi, l'objet de la loi et l'intention du législateur.

et

[43] Le principe de la cohérence interne d'une loi est clairement établi et reconnu dans la jurisprudence canadienne. En somme, ce principe d'interprétation exige que l'on présume qu'une loi est cohérente et qu'elle soit interprétée, dans la mesure du possible, de façon à ce qu'il n'existe pas d'incohérence ou d'incompatibilité entre ses dispositions ou ses parties. La professeure R. Sullivan dans *Driedger on the Construction of Statutes* (3^e éd. 1994) à la p. 176, a formulé la présomption de cohérence en ces termes :

[TRADUCTION] Les dispositions d'une loi sont présumées fonctionner ensemble, tant logiquement que téléologiquement, comme les diverses parties d'un tout. Les parties sont présumées s'assembler logiquement pour former un cadre rationnel, intrinsèquement cohérent. [...] La présomption de cohérence est virtuellement irréfutable.

La Commission a abordé l'interprétation de l'article 97 de la *Loi* d'une perspective légèrement différente que celle livrée par Distribution et Service à la clientèle Énergie NB et Rogers à la lumière de ces règles d'interprétation législatives définies par la Cour d'appel du Nouveau-Brunswick.

Le paragraphe 102(1) de la *Loi* stipule que Distribution et Service à la clientèle Énergie NB ne peut percevoir ni recevoir une rétribution supérieure ou inférieure pour « ses services » à celle qui est prévue par les indicateurs établis à l'époque. Le paragraphe 101(5) autorise la Commission à approuver le changement aux frais, taux et droits si elle est convaincue qu'ils sont justes et raisonnables. Si la Commission n'est pas convaincue que les frais, taux et droits sont raisonnables, elle peut fixer les frais, taux et droits qu'elle juge raisonnables.

Le paragraphe 101(3) de la *Loi* instruit la Commission de rendre son ordonnance en vertu du paragraphe 101(5) en fonction «... de tous les besoins en revenus pour la fourniture des services visés à l'article 97. »

L'alinéa 4(1)(d) de la *Loi* stipule, entre autres choses, que Distribution et Service à la clientèle Énergie NB est constituée en corporation et qu'elle a pour objet « ... notamment, d'être propriétaire et d'exploiter les réseaux de distribution et de fournir des services à la clientèle relatifs à la fourniture et à l'alimentation en électricité au moyen de ces réseaux ».

Si les dispositions de l'article 97 sont interprétées de façon restrictive à la fourniture des services d'électricité, il en résulte un manque de cohérence et de constance entre l'alinéa 4(1)(d), l'article 97 et les paragraphes 101(3), 101(5) et 102(1). C'est-à-dire que lorsque les dispositions de l'article 97 sont étudiées à la lumière de toutes les dispositions de la *Loi*, le terme « services » tel qu'il figure à l'article 97 doit être interprété de manière à s'appliquer plus largement qu'à la simple fourniture d'électricité. Dans le cas contraire, Distribution et Service à la clientèle Énergie NB ne pourrait ni percevoir ni recevoir des revenus pour les services décrits sous le poste revenus divers. Le paragraphe 102(1) stipule que Distribution et Service à la clientèle Énergie NB doit se limiter à recevoir une rétribution pour les services identifiés par les indicateurs établis. À moins que les revenus divers soient inclus dans les frais, taux et droits pour lesquels une demande d'approbation est soumise, la Commission ne tiendrait pas compte de tous les besoins en revenus prévus pour la fourniture des services stipulés à l'article 97 en contravention du paragraphe 101(3). Si la Commission choisissait d'ignorer ces revenus, il en résulterait que la Commission approuverait des frais, taux et droits qui ne sont pas justes et raisonnables, contrevenant aux dispositions de l'article 101(5).

En conséquence, la Commission considère que l'article 97 inclut le pouvoir de la Commission de fixer les taux de fixation aux poteaux.

(2) Inclusion dans la requête d'un « indicateur pour la location des installations »

Distribution et Service à la clientèle Énergie NB a été incorporée en vertu de la *Loi sur les corporations commerciales* du Nouveau-Brunswick et possède à ce titre, tel que prévu par la *Loi*, tous les pouvoirs conférés à une corporation et à une personne ordinaires. L'alinéa 4(1)(d) de la *Loi sur l'électricité*, tel que présenté ci-dessus, identifie plusieurs objets à l'incorporation de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB. L'article 76 de la *Loi* désigne Distribution et Service à la clientèle Énergie NB comme fournisseur de service exclusif de la province en vertu d'un contrat type. L'article 77 prévoit que le fournisseur de service en vertu d'un contrat type doit approvisionner en électricité toutes les entreprises de distribution et tous les clients industriels. Toutefois, ces dispositions ne limitent pas les affaires de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB à ces activités.

Si Distribution et Service à la clientèle Énergie NB, comme corporation commerciale ordinaire, choisissait de se livrer à des opérations commerciales, qu'elle demandait une rétribution pour ses services et qu'elle en retirait des revenus non inclus dans les indicateurs pour lesquels une requête est présentée, elle pourrait arguer que de telles opérations ne sont pas assujetties à un examen de la Commission en vertu de la requête amendée parce que ces opérations s'inscrivent sans être visées par l'article 97 de la *Loi*.

Tel que décrit plus haut, Distribution et Service à la clientèle Énergie NB s'oppose à la requête de Rogers demandant à la Commission de fixer des taux de fixation aux poteaux pour le motif que cette requête n'est pas fondée sur la fourniture des « services d'électricité » stipulée à l'article 97 de la *Loi*. Nonobstant cette objection, Distribution et Service à la clientèle Énergie NB a choisi d'inclure les revenus divers dans sa preuve.

Un examen des sources de revenus décrites dans les revenus divers indique que ce ne sont pas tous ces revenus qui sont liés directement à la fourniture de « services d'électricité » et qu'ils se situent davantage au niveau des opérations ou autres arrangements commerciaux. Parmi le poste « autres », il y a un revenu intitulé « services fournis en vertu d'une entente conjointe d'utilisation conclue avec un service public de télécommunication ». Il s'agit ici de frais de location et non de la fourniture de services d'électricité.

De plus, Distribution et Service à la clientèle Énergie NB a présenté dans sa preuve (page 23 de la pièce 2A) des indicateurs incluant les indicateurs PR décrits plus haut. Un taux pour la fixation des installations de Rogers aux poteaux y est inclus. Les indicateurs décrivent les taux pour lesquels Distribution et Service à la clientèle Énergie NB cherche à obtenir l'approbation de la Commission dans sa requête amendée.

La Commission note que la catégorie tarifaire pour la location des poteaux dans les indicateurs PR prévoit la location de poteaux au complet. Elle juge indu de restreindre cette catégorie à la location de poteaux en entier au lieu des parties de poteaux. En conséquence, la Commission considère que cette catégorie inclut la location de parties de poteaux.

La Commission en a conclu que l'allégation de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB à l'effet que la Commission n'a pas la compétence d'établir les taux de fixation aux poteaux est incompatible avec sa requête pour que la Commission approuve un taux inclus dans les indicateurs pour la location des poteaux et l'inclusion des revenus perçus auprès de Aliant en vertu de leur entente conjointe d'utilisation dans les revenus demandés.

La Commission a déterminé que Distribution et Service à la clientèle Énergie NB a soumis une requête auprès de la Commission pour l'autorisation d'un taux qui est, à toutes fins pratiques, du même genre celui pour lequel elle s'oppose à une décision de la Commission. En se fondant sur cette incohérence, la Commission juge que l'allégation de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB à l'effet que la Commission n'a pas le pouvoir d'établir les taux de fixation aux poteaux est mal fondée. En conséquence, la Commission considère que le taux de services inclus dans les taux soumis pour approbation par la Commission est suffisamment vaste pour y inclure le taux de fixation aux poteaux.

En se fondant sur l'analyse des deux questions qui précèdent, la Commission conclut qu'elle a compétence de fixer un taux de fixation aux poteaux et ordonne à Distribution et Service à la clientèle Énergie NB de déposer immédiatement les preuves additionnelles de ce qu'elle croit être le taux approprié.

En raison des conclusions des deux premières questions, il n'est pas nécessaire que la Commission traite de la troisième question. Toutefois, la Commission a invité Distribution et Service à la clientèle Énergie NB et Rogers à se pencher sur cette

troisième question dans leur argument. Par conséquent, la Commission juge approprié à ce moment d'inclure son analyse de cette question.

(3) Amendement à la licence de Distribution et Service à la clientèle
Énergie NB pour ajouter une condition afin de permettre l'accès de ses
poteaux d'électricité par les entreprises de câblodistribution et
l'approbation des taux pour cet accès.

Comme mentionné plus haut, la Commission a demandé expressément à Distribution et Service à la clientèle Énergie NB et à Rogers de commenter l'idée que la Commission puisse exercer son pouvoir relatif aux licences en vertu de la partie V, section A de la *Loi* pour déterminer sa compétence de fixer les taux de fixation aux poteaux.

Les parties pertinentes de la *Loi* ayant trait au pouvoir de la Commission relatif aux licences sont présentées ci-dessous :

Interdictions

86 Nul ne peut, à moins d'être titulaire d'une licence en vertu de la présente partie ne l'y autorisant

- (c) fournir ou acheminer de l'électricité ou faire en sorte que l'électricité soit fournie ou acheminée ou que des services auxiliaires soient fournis à partir ou au moyen du réseau contrôlé par l'ER ou jusqu'à celui-ci ; ou

Demande d'obtention d'une licence

89(1) Une personne peut faire une demande de licence ou une demande en vue d'obtenir la modification de sa licence ou le renouvellement de celle-ci, pour l'autoriser à exercer l'une ou l'ensemble des activités décrites à l'article 86 selon ce qu'elle spécifie dans sa demande. Elle doit, lors de sa demande, verser les droits déterminés par la Commission en vertu du paragraphe (2).

License assortie de conditions

90(1) Lorsque la Commission délivre, modifie ou renouvelle une licence, elle peut l'assortir de conditions se rapportant à l'exercice de l'activité décrite à l'article 86 ou de toute autre condition qu'elle estime opportune eu égard aux fins de la présente loi.

90(2) Sans que soit limitée la portée générale du paragraphe (1), une licence peut être assortie de conditions portant sur l'emprise du marché ou la possibilité d'emprise sur le marché.

Modification d'une licence

91 La Commission peut, sur demande faite par quiconque ou de sa propre initiative, modifier une licence si elle estime que la modification répond à l'une ou l'autre des affirmations suivantes :

- (a) elle est d'intérêt public eu égard aux fins de la présente loi ;
- (b) elle est nécessaire pour pallier les cas d'emprise sur le marché ou pour prévenir les risques d'une telle éventualité.

Dans sa réponse à la demande de la Commission, Distribution et Service à la clientèle Énergie NB a allégué que les dispositions sur les licences de la *Loi sur l'électricité* portaient exclusivement sur les questions de transport. La Commission excéderait sa compétence en invoquant les dispositions de la *Loi* pour déterminer sa compétence sur les taux et la fixation des installations de Rogers aux poteaux d'électricité en l'absence d'un pouvoir expressément dévolu ailleurs dans la *Loi*. Elle a affirmé, contrairement à la position de Rogers, que la question relative à la fixation des installations de Rogers aux poteaux n'est pas une question d'intérêt public. Elle a allégué qu'elle n'exerçait aucune emprise ou pouvoir de monopole à l'égard de la fixation des installations de Rogers aux poteaux ou des taux d'utilisation. Distribution et Service à la clientèle Énergie NB a également ajouté qu'elle n'exerçait aucune emprise sur le « marché » de l'électricité ou pouvoir de monopole à l'égard du « marché » de l'électricité. Enfin, Distribution et Service à la clientèle Énergie NB a indiqué que la fourniture des services de câblodiffusion ne constitue pas un service essentiel.

Rogers a indiqué que Distribution et Service à la clientèle Énergie NB contrôlait un nombre suffisamment élevé de poteaux d'électricité au Nouveau-Brunswick pour exercer un pouvoir de monopole à l'égard de leur accès. L'accès des poteaux d'électricité par les services de câblodiffusion est essentiel. Il est d'intérêt public que chaque entreprise désirant fournir un service au public qui nécessite de façon logique un accès aux poteaux d'électricité et aux poteaux de téléphone n'ait pas à obtenir une servitude et à ériger ses propres poteaux lorsqu'il y a des poteaux disponibles auxquels ces services peuvent être attachés sans interférence technique ou nuire au propriétaire des poteaux. Il est dans l'intérêt public d'éviter la prolifération des poteaux. En conséquence, Rogers a suggéré que la Commission utilise son pouvoir à l'égard des licences pour traiter de la question des taux d'utilisation de poteaux.

La Commission note que la *Loi sur l'électricité* du Nouveau-Brunswick est calquée, et jusqu'à un certain point tiré, de la *Ontario Energy Board Act*, 1998, S.O. 1998, c.15, (appendice B) (« *Loi sur la Commission d'énergie de l'Ontario ou Loi sur la CEO* »). La Commission est consciente qu'il n'existe aucune disposition expresse dans la *Loi sur la CEO* conférant à la CEO le pouvoir de traiter de questions d'utilisation des poteaux. La Commission a déterminé que la CEO traitait pratiquement des mêmes questions que celles soulevées dans la présente requête, dans une ordonnance et décision en date du 7 mars 2005 (RP-2003-0249). Cette décision a été rendue à l'égard d'une requête en vertu de l'article 74 de la *Loi sur la CEO* et présentée par le *Canadian Cable Television Association* (« CCTA ») relative à une ordonnance permettant d'amender les licences des distributeurs d'électricité pour permettre à ses membres d'avoir accès aux poteaux d'électricité et, par le fait même, établir un taux (« décision de la CEO sur les poteaux »).

La Commission a étudié la décision de la CEO sur les poteaux et a jugé que les motifs de la CEO correspondaient entièrement à l'évaluation de la situation de la Commission au Nouveau-Brunswick.

Tel qu'indiqué plus haut, Distribution et Service à la clientèle Énergie NB détient une licence de la Commission en vertu de la partie V, section A de la *Loi*. L'article 90 de la

Loi confère à la Commission le pouvoir d'imposer des conditions de licence qu'elle estime opportunes eu égard aux fins de la *Loi* afin de traiter de l'emprise sur le marché ou pour prévenir les risques d'une telle éventualité. L'article 91 confère à la Commission le pouvoir d'agir pour modifier une licence de sa propre initiative si elle juge qu'il est dans l'intérêt public de le faire eu égard aux fins de la *Loi*, pour pallier les cas d'emprise sur le marché ou pour prévenir les risques d'une telle éventualité.

Il est clair qu'un des objets de l'ensemble de la *Loi* est d'assurer l'approvisionnement en électricité aux résidents du Nouveau-Brunswick de manière sécuritaire, fiable et économique. Il est nécessaire pour l'atteinte de ces objets que Distribution et Service à la clientèle Énergie NB utilise des poteaux d'électricité. Toutefois, il serait non rentable et ruineux si tous les services publics et toutes les personnes désirant fournir des services au Nouveau-Brunswick devaient obtenir leur propre servitude et leurs poteaux dans des régions déjà desservies par des poteaux d'électricité. Il serait approprié de permettre l'accès aux poteaux d'électricité pour la fourniture de services à condition que ces services ne perturbent pas le réseau de distribution. Au Nouveau-Brunswick, Distribution et Service à la clientèle Énergie NB et Aliant sont pratiquement propriétaires de tous les poteaux de l'aire d'opération de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB et ils ont une entente d'usage conjoint à l'égard de ces poteaux. Les poteaux d'électricité de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB constituent un service essentiel dans la fourniture des services de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB en vertu de la *Loi*. La prolifération de poteaux n'est pas dans l'intérêt public. L'entente entre Distribution et Service à la clientèle Énergie NB et Aliant qui prévoit un partage des poteaux pour y fixer leurs services respectifs doit être encouragée puisqu'il s'agit d'une pratique prudente et économique. La décision de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB d'exclure Rogers des poteaux d'électricité pour un accès équivalent n'est ni conforme aux dispositions de la *Loi* ni d'intérêt public.

La Commission pourrait modifier la licence de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB en y ajoutant une nouvelle condition. Cette condition stipulerait que toutes les entreprises de télédiffusion par câble opérant dans la province puissent avoir accès aux poteaux de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB à des taux fixés par la Commission. Toutefois, dans la présente instance, cette démarche n'est pas nécessaire en raison des conclusions des deux premières questions.

Décision orale

Le 27 octobre 2005 Transcription

Annexe D



DÉCISION

**DANS L'AFFAIRE D'UNE demande en date du 21 mars 2005
relative à une audience pour étudier la modification des frais, des taux
et des droits à l'égard de la répartition des coûts, de la conception
tarifaire et de la prévision de la charge de la Corporation de
distribution et service à la clientèle Énergie NB**

Le 21 décembre 2005

**Commission des entreprises de service public
du Nouveau-Brunswick**



La Commission des entreprises de service public
du Nouveau-Brunswick

DANS L'AFFAIRE D'UNE demande en date du 21 mars 2005 relative à une audience pour étudier la modification des frais, des taux et des droits de la Corporation de distribution et service à la clientèle Énergie NB.

Commission :

David C. Nicholson, président
David S. Nelson, vice-président
C. Randall Bell, commissaire
Patricia LeBlanc-Bird, commissaire
Jacques A. Dumont, commissaire
Kenneth F. Sollows, commissaire
Diana Ferguson Sonier, commissaire
H. Brian Tingley, commissaire

Lorraine R. Légère, secrétaire de la Commission
M. Douglas Goss, conseiller principal
John Lawton, conseiller
Peter A. MacNutt, conseiller juridique de la Commission
John Murphy, consultant
Arthur W. Adelberg, consultant
Steven S. Garwood, consultant

Partie demanderesse :

Corporation de distribution et service
à la clientèle Énergie NB

Rock Marois, vice-président
Lori Clark, directrice administrative
Neil Larlee, Corporation de portefeuille
Énergie NB
David Hashey, c.r., conseiller juridique
Terry Morrison, c.r., conseiller juridique
Malcolm R. Ketchum, consultant

Intervenants formels :

Canadian Broadcasting Corporation	
Conseil de la conservation du Nouveau-Brunswick	David Coon
Eastern Wind Power Inc.	Paul Woodhouse Peter MacPhail, procureur
Enbridge Gas New Brunswick Inc.	Shelley Black, directrice des Affaires réglementaires Ruth York, analyste de la réglementation David MacDougall, procureur Dr. Alan Rosenberg, consultant
Irving Paper Limited	William Dever Andrew Booker
Irving Pulp & Paper Limited	Kevin McCarthy Mark Mosher
J.D. Irving Limited	Wayne Wolfe Thomas Storing
Jolly Farmer Products	Jonathan English
Manufacturiers et Exportateurs du Canada	David Plante
New Brunswick Municipal Electric Utility Association	Richard Burpee, Saint John Energy Eric Marr, Saint John Energy Dana Young, Saint John Energy Charles Martin, Énergie Edmundston Dan Dionne, Perth-Andover Electric Light Raymond Gorman, c.r., conseiller juridique Paula Zarnett, consultante
Parties intéressées	Jan Rowinski Eric Allaby Chris Baker Erik Denis Shawn Graham Stuart Jamieson Roly MacIntyre

Rogers Cable Communications Inc.	Christianne Vaillancourt Leslie Milton, Solicitor John Armstrong
Telegraph Journal	
Vibrant Communities	Tom Gribbons Kurt Peacock
Intervenants publics :	Peter Hyslop Carolanne Power Robert O'Rourke, consultant Robert D. Knecht, consultant Donald Barnett, consultant
Intervenants informels :	
Association des producteurs agricoles du Nouveau-Brunswick	Jonathan English
Conseil canadien des distributeurs en alimentation	Jeanne Cruikshank
Corporation de production Énergie NB	Rick McGivney
Ville de Miramichi	John McKay
Energy Probe Research Foundation	Thomas Adams David MacIntosh
Exploitant du réseau du Nouveau-Brunswick	William Marshall Kevin Roherty
Falconbridge Limited	Jean-Guy Paulin Ted Shannon
Flakecommission Company Limited	Barry Gallant
Potash Company of Saskatchewan	George Bollman
Terry Thomas Consulting	Terry Thomas
UPM-Kymmene Miramichi Inc.	Juha-Pekka Jutti

La Corporation de distribution et service à la clientèle Énergie NB a introduit une requête auprès de la Commission des entreprises de service public (la Commission), le 21 mars 2005, pour obtenir une audience afin d'étudier la modification de ses frais, de ses taux et de ses droits. L'article 101 de la *Loi sur l'électricité* (la *Loi*) stipule que Distribution et Service à la clientèle Énergie NB doit demander l'approbation de la Commission pour modifier ses frais, ses taux et ses droits lorsque de telles modifications excèdent le montant autorisé par l'article 99 de la *Loi*.

Distribution et Service à la clientèle Énergie NB a demandé que la Commission entende sa requête en deux temps, soit :

Premier temps : Que la Commission rende une ordonnance qui lui permettrait de recouvrer, à une date ultérieure et de manière déterminée par la Commission, le montant excédentaire des coûts de carburant, inclus dans les coûts inhérents à l'achat d'énergie depuis le 1^{er} avril 2005, par le biais de ses frais, de ses taux et de ses droits, tels que déposés actuellement. De plus, la Corporation a demandé l'autorisation de mettre en place un supplément carburant variable.

Deuxième temps : Que la Commission approuve les propositions portant sur les besoins en revenus, la répartition des coûts et la concordance des taux ainsi que les taux, les frais et les droits proposés dans la requête.

La conférence préparatoire à l'audience a débuté le 17 mai 2005. La Commission a accordé le statut d'intervenant à diverses parties. Distribution et Service à la clientèle Énergie NB a demandé à la Commission de statuer sur sa proposition d'entendre la

requête en deux temps et sur la procédure de l'audience avant d'établir l'horaire de l'audience.

Diverses parties ont présenté leur plaidoyer au sujet de la demande de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB pour un compte d'écart sur le carburant (compte différé) et un supplément carburant variable. Les intervenants avaient reçu instruction de présenter leur communication écrite avant le 24 mai 2005 et Distribution et Service à la clientèle Énergie NB devait soumettre sa réplique avant le 26 mai 2005. La Commission a également entendu les plaidoyers de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB, de New Brunswick Municipal Electrical Utility Association (les entreprises municipales) et de Rogers Cable Communications Inc. (Rogers) sur le pouvoir de la Commission de fixer les frais d'utilisation des poteaux par une tierce partie.

La conférence préparatoire à l'audience a repris le 30 mai 2005 et la Commission a rendu sa décision à l'égard de la demande d'approbation de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB pour un compte d'écart sur le carburant. La décision précisait que de permettre l'utilisation d'un compte d'écart sur le carburant (compte différé) pour recouvrer les coûts encourus avant la date d'entrée en vigueur de la décision finale de la Commission équivaldrait à autoriser des taux intérimaires. La Commission était d'avis qu'elle n'avait pas la compétence en vertu de la *Loi* d'approuver l'utilisation de ce compte différé. Distribution et Service à la clientèle Énergie NB a demandé l'ajournement de l'audience qui a été accordée et remise au 8 juin 2005.

Le 6 juin 2005, Distribution et Service à la clientèle Énergie NB a fait parvenir un avis à la Commission l'informant, conformément à l'article 99 de la *Loi*, qu'elle augmenterait ses taux de 3 pour cent à partir du 7 juillet 2005. L'augmentation remplaçait la demande actuelle de modification tarifaire de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB pour la période financière 2005/06.

Distribution et Service à la clientèle Énergie NB a fait parvenir une seconde lettre en date du 6 juin 2005 informant toutes les parties qu'elle déposait un amendement à sa requête. L'amendement présentait des modifications aux frais, taux et droits de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB pour la période financière 2006/07.

Le 8 juin 2005, Distribution et Service à la clientèle Énergie NB a proposé une procédure immédiate avec interrogatoires sur la partie de la requête relative à la répartition des coûts et la conception tarifaire. La preuve des besoins en revenus pour 2006/07 devait être déposée en octobre 2005. La Commission a accepté la proposition de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB.

Le personnel de la Commission a retenu les services d'Energy Advisors, S.A.R.L. (Energy Advisors), et de M. John Murphy pour la révision de la preuve sur la répartition des coûts et la conception tarifaire présentée par Distribution et Service à la clientèle Énergie NB. La Commission a également retenu les services d'Energy Advisors pour préparer et déposer une preuve indépendante pour la partie de la requête relative à la répartition des coûts et la conception tarifaire.

Une discussion considérable entre les parties a porté sur l'interprétation de l'article 156 de la *Loi*. Cet article stipule qu'aux fins de la première audience de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB en vertu de la *Loi*, les actifs transférés ou acquis autrement par la Corporation jusqu'au 1^{er} avril 2003 sont réputés utiles et avoir été acquis de façon prudente. L'article 156 stipule également que toute dépense engendrée par les contrats d'achat d'énergie conclus avant ou à l'entrée en vigueur de cet article est réputée nécessaire à la fourniture du service.

Les parties ont présenté leur argument relatif à leur interprétation de l'article 156 lors de l'audience qui s'est tenue le 8 juin 2005. Distribution et Service à la clientèle Énergie NB a allégué qu'elle représentait une entité légale distincte et que le transfert des actifs et les contrats d'achat d'énergie étaient déterminés par le gouvernement provincial, qu'il s'agissait de décisions relevant de politiques gouvernementales et qu'ils n'étaient pas sujets à une révision par la Commission. De plus, elle a plaidé que la Commission devait accepter les coûts et les transferts d'actifs, que l'information et la documentation sous-jacentes n'étaient pas pertinentes à la présente requête et ne devraient pas être étudiées. Eastern Wind Power a souscrit à la position de la requérante.

Le Conseil de la conservation du Nouveau-Brunswick (CCNB) a allégué que la situation de monopole qui prévalait avant l'ouverture du marché de l'électricité s'est poursuivie pour la compagnie de distribution quant aux endroits où elle pouvait se procurer son électricité. Par conséquent, les ententes d'achat d'énergie devaient être « franc jeu » pour

cette audience puisque les parties ne devaient pas traiter avec deux entités légales distinctes (Production Énergie NB et Distribution et Service à la clientèle Énergie NB), mais plutôt avec des entités fonctionnelles au sein de la corporation de portefeuille Énergie NB. Le CCNP et l'intervenant public ont noté que les ententes d'achat d'énergie étaient signées par la même personne qui agissait au nom de différentes compagnies.

EGNB a allégué que Distribution et Service à la clientèle Énergie NB avait droit de recouvrer les coûts qui avaient été encourus de façon prudente. Toutefois, l'article 156 n'empêchait pas la Commission d'obtenir l'information et la documentation sous-jacentes pour des besoins autres que de vérifier si les coûts avaient été encourus de façon prudente.

M. Denis, qui comparaissait en son nom personnel, a allégué que les documents à l'appui étaient pertinents. Il a allégué qu'il était du ressort de la Commission de déterminer la pertinence de ces documents qui avaient des conséquences et des effets sur les taux et sur les coûts du carburant.

Le New Brunswick Municipal Electric a allégué que la Commission devrait étudier chaque document et déterminer leur pertinence. De plus, l'article 156 n'incluait aucune restriction sur l'accès aux documents.

L'intervenant public a allégué que les coûts inhérents aux ententes d'achat d'énergie représentaient selon toute vraisemblance 75 % des coûts totaux de Distribution et Service

à la clientèle Énergie NB. Il a ajouté que les parties devraient connaître les coûts figurant dans les ententes d'achat d'énergie et savoir comment ces coûts affectent Distribution et Service à la clientèle Énergie NB. Il s'est demandé comment la Commission pouvait déterminer si les taux de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB étaient justes et raisonnables sans avoir accès aux coûts sous-jacents et aux taux de rendement.

La Commission a statué le 9 juin 2005 que les coûts totaux représentés par les ententes d'achat d'énergie devaient être acceptés comme un élément nécessaire des besoins en revenus de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB. Tout en atteignant son objectif de fixer des taux justes et équitables, la Commission doit s'assurer une répartition juste de tous les coûts entre les catégories d'usagers et s'assurer que les taux reflètent dorénavant les coûts économiques réels de l'électricité. La Commission a noté que Distribution et Service à la clientèle Énergie NB comptait fortement sur ses ratios revenu-coûts pour les catégories d'usagers afin d'appuyer ses modifications tarifaires. Elle en a conclu que la preuve à l'appui des ratios devait être examinée de la manière la plus approfondie pour s'assurer de fixer des taux justes et équitables. La Commission a indiqué qu'elle était convaincue que le groupe d'entreprises d'Énergie NB inclurait dans la procédure toute l'information qu'il possédait et qui pourrait aider la Commission dans la fixation des taux.

La Commission a également statué que l'article 156 ne faisait mention d'aucune disposition en matière de confidentialité pour l'information visée dans cet article. Elle a ordonné à Distribution et Service à la clientèle Énergie NB de répondre aux demandes

d'information sur les coûts sous-jacents aux ententes d'achat d'énergie et à toute demande de document ou d'information jugée pertinente par la Commission pour fixer des taux justes et raisonnables.

Une session d'audition des motions a eu lieu le 24 juin 2005 à l'égard des interrogatoires pour la partie de la requête portant sur la répartition des coûts et la conception tarifaire. Distribution et Service à la clientèle Énergie NB a refusé de répondre à deux interrogatoires et elle a demandé l'autorisation de déposer une réplique à un certain nombre d'interrogatoires à titre confidentiel. Elle a également soutenu que certains interrogatoires avaient trait à la partie de la requête sur les besoins en revenus et qu'elle répondrait à ces interrogatoires pendant cette étape de l'audience.

Au cours de l'interrogatoire de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB (PI) IR-17, l'intervenant public avait demandé à Distribution et Service à la clientèle Énergie NB de fournir des copies des contrats d'achat d'énergie avec les tierces parties. Une copie du contrat entre la Corporation de production d'énergie du Nouveau-Brunswick (Production Énergie NB) et le ministère des ressources naturelles a été remise. Fraser Inc., Grandview Avenue Cogeneration Corporation, St. George Pulp and Paper et Bayside Power (les producteurs autonomes) se sont opposés au dépôt de leurs contrats. L'intervenant public a allégué que les contrats représentaient environ 16,5 pour cent de la capacité de production prévue dans l'entente d'achat d'énergie de Coleson Cove et qu'ils devaient être l'objet d'un examen public.

Distribution et Service à la clientèle Énergie NB s'est opposée à déposer ces contrats, alléguant qu'elle n'était pas l'une des parties aux contrats et que les producteurs autonomes ne constituaient pas une des parties dans la requête de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB. De plus, elle a allégué que les coûts de ces contrats correspondaient à l'établissement des prix pour les ententes d'achat d'énergie à Distribution et Service à la clientèle Énergie NB et qu'ils devaient être réputés encourus de façon prudente.

L'interrogatoire d'Enbridge Gas New Brunswick Inc. (EGNB) à l'endroit de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB (EGNB) IR-39 avait pour but de demander à Distribution et Service à la clientèle Énergie NB de fournir l'information sur la production totale et les coûts totaux pour selon la catégorie de carburant pour l'année financière se terminant le 31 mars 2005. Distribution et Service à la clientèle Énergie NB s'est opposée au dépôt de l'information. La Commission a différé sa décision sur l'objection à certaines informations dans les réponses aux interrogatoires après la date d'audience ayant pour but d'étudier la demande de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB relative à la confidentialité.

Également lors de la session d'audition des motions, la Commission a établi un horaire pour l'audience relative à la répartition des coûts et la conception tarifaire. Elle prévoyait trois séries d'interrogatoires pour la partie demanderesse et les répliques, le dépôt de la preuve de la partie intervenante et une ronde d'interrogatoires sur cette preuve, une journée d'audience sur le dépôt des questions de confidentialité et une journée

additionnelle d'audition des motions. La partie sur la répartition des coûts et la conception tarifaire devait commencer le 26 septembre 2005 et la partie sur les besoins en revenus le 16 janvier 2006. Les producteurs autonomes ont reçu un préavis de la journée d'audience sur les questions de confidentialité pour leur donner la possibilité de participer à l'audience s'ils en avaient l'intérêt.

L'audience sur la confidentialité s'est tenue le 11 juillet 2005. La Canadian Broadcasting Corporation et le Telegraph Journal (les médias) ont présenté une requête à la Commission pour obtenir le statut d'intervenant formel dans la procédure portant sur les questions de confidentialité. De plus, les médias ont demandé de recevoir un préavis pour toute procédure interlocutoire à venir ayant pour but d'entendre les motions sur les questions de confidentialité et ils ont également demandé la permission de participer, d'enregistrer et de diffuser toutes les procédures.

Les médias étaient intéressés de savoir si la Commission allait recevoir des documents à titre confidentiel et le fondement de ces documents, le cas échéant, et si la Commission tiendrait des auditions à huis clos. La Commission a accordé aux médias le statut d'intervenant formel limité aux comparutions sur les motions relatives aux questions de confidentialité et pour étudier l'information lors des audiences à huis clos.

Lors de l'audience sur les questions de confidentialité, Production Énergie NB, les producteurs autonomes et les intervenants ont présenté leurs arguments à l'égard des contrats avec les tierces parties et les ententes d'achat d'énergie. Production Énergie NB

a fourni des renseignements sur ses pratiques d'achat de carburant et sur les risques de l'écart sur le prix de l'essence dans les contrats avec les producteurs autonomes. Les producteurs autonomes ont noté que la Commission ne réglementait pas Production Énergie NB et qu'elle n'avait pas le pouvoir d'ordonner la divulgation des contrats avec les tierces parties. Ils ont également traité de la confidentialité de l'information contenue dans leurs contrats.

L'audience sur les questions de confidentialité s'est poursuivie le 12 juillet 2005. Les parties ont continué de présenter leur argument sur l'application des articles 133 et 128 de la *Loi*.

Lors de la suite de la conférence préliminaire à l'audience, le 27 juillet 2005, la Commission a statué sur un certain nombre de questions. Elle a ordonné à Distribution et Service à la clientèle Énergie NB de déposer l'information non modifiée auprès de la Commission et de déposer aux archives publiques l'information modifiée déterminée. Elle a également statué qu'elle n'avait pas la compétence d'ordonner le dépôt des contrats avec les producteurs autonomes dans la présente requête.

De plus, la Commission a statué qu'il était approprié que les médias, incluant la télévision, couvrent les audiences publiques de la Commission et qu'ils puissent diffuser les enregistrements de ces audiences. Elle a jugé approprié pour aider à la couverture d'une procédure que les médias reçoivent un préavis des audiences à venir relatives à l'étude des demandes de confidentialité.

Une deuxième journée de session d'audition des motions a eu lieu le 25 août 2005. La requérante a demandé l'autorisation de déposer des répliques à un certain nombre de demandes d'information à titre confidentiel. La Commission a accordé la demande. Une journée d'audience a été prévue le 19 septembre 2005 pour permettre aux parties de présenter leur argument en appui et en opposition à la nature confidentielle des répliques de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB.

La Commission a décidé le 25 août 2005 que, dans la présente requête, elle n'étudierait que l'information sur la prévision de la charge pour l'exercice de référence 2006/07. Avec l'accord de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB, elle a fait savoir qu'elle avait l'intention de tenir des audiences d'application générale séparées relatives aux prévisions de la charge sur 10 ans et aux politiques de service à la clientèle de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB suivant la décision dans la présente demande tarifaire. Cette décision a été rendue dans le but de compléter la décision tarifaire dans un délai permettant la mise en œuvre des taux approuvés le 1^{er} avril 2006.

Lors de la suite de l'audience le 19 septembre 2005, la Commission a statué sur la demande relative aux questions de confidentialité de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB à l'égard de certaines informations incluses dans sa réplique aux demandes d'information. Elle a fixé la date du 6 octobre 2005 pour entendre les arguments relatifs à sa compétence de fixer les taux pour l'utilisation des poteaux par des tierces parties (Rogers). C'est ainsi qu'a pris fin la conférence préliminaire à l'audience.

Pour ce qui est de la partie de la requête relative à la répartition des coûts et à la conception tarifaire, l'horaire suivant a été fixé pour le contre-interrogatoire de divers groupes d'experts ayant présenté une preuve au nom des parties.

Les 26, 27, 28 septembre et les 3, 4, 5 et 6 octobre 2005	Experts de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB M. Marois, M. Larlee et M. Ketchum
Les 26 et 27 octobre 2005	Expert de EGNB Dr Rosenberg
Les 31 octobre et 1er novembre 2005	Expert pour l'intervenant public M. Knecht
Les 2 et 3 novembre 2005	Experts de la Commission M. Adelberg et M. Garwood
Les 7 et 8 novembre 2005	Expert de New Brunswick Municipal Electric Utility Association Mme Zarnett

SURVOL

Le but d'une étude sur la répartition des coûts est de répartir les coûts de façon juste parmi les diverses catégories d'utilisateurs en tenant compte de l'origine des coûts. L'objectif de la conception tarifaire est de développer des taux justes et raisonnables permettant de recouvrer les coûts.

La nature d'une entreprise d'électricité est telle que certains actifs (par ex. les usines d'électricité, les lignes de transmission) sont utilisés pour fournir un service à plus d'une catégorie d'utilisateurs.

Le système électrique en entier travaille de concert pour fournir l'électricité nécessaire aux besoins des utilisateurs du Nouveau-Brunswick. Les besoins des utilisateurs varient tout au long de l'année et un bon nombre d'entre eux ne réalisent pas la demande de pointe qu'ils imposent au système. Pour ces raisons, il est impossible de répartir les coûts pour chaque actif suivant les diverses catégories d'utilisateurs de manière finale. Diverses méthodes peuvent être utilisées.

Lorsque les coûts sont répartis, l'étape suivante consiste à concevoir des taux qui permettront de recouvrer ces coûts. La démarche générale pour la conception tarifaire est de percevoir certains revenus à partir de frais fixes (par ex. des frais de service mensuel) et le reste des frais d'utilisation (par ex. les cents par kilowatt-heure d'électricité utilisée). Il est possible de développer des conceptions tarifaires différentes de manière significative et qui produiront le

même revenu total. La répartition des coûts et la conception tarifaire nécessitent tous deux un jugement informé.

La démarche traditionnelle est de déterminer les coûts dont chaque catégorie est responsable en fonctionnalisant, en classant et en répartissant les coûts totaux. La première étape est de diviser les coûts selon les trois principaux axes fonctionnels de production, de transport et de distribution. La seconde étape est de classer les coûts suivant la demande, l'énergie ou les usagers. L'étape finale est de répartir les coûts de la demande, de l'énergie et des usagers suivant chaque catégorie à partir de paramètres affectés.

Lorsque les coûts pour chaque catégorie ont été déterminés, les taux sont développés pour recouvrer les coûts de chaque catégorie suivant les besoins prévus de chaque catégorie. Chacune de ces étapes est détaillée ci-dessous. À moins d'avis contraire, la démarche recommandée par Distribution et Service à la clientèle Énergie NB est approuvée par la Commission.

LA FONCTIONNALISATION

La Commission approuve la façon dont Distribution et Service à la clientèle Énergie NB impute ses coûts à la production, au transport et à la distribution

LE CLASSEMENT

Distribution et Service à la clientèle Énergie NB classe ses coûts de production selon la demande ou selon l'énergie, ses coûts de transport selon la demande et ses coûts de distribution selon la demande ou selon les usagers.

Les coûts de production

Distribution et Service à la clientèle Énergie NB estime que les coûts afférents à la production (électricité achetée) se situent juste en-dessous de 80 % des coûts totaux pour 2006/07. Il s'agit évidemment de la dépense la plus importante et son classement aura un impact important sur les taux qui sont payés en bout de ligne par chaque catégorie d'usagers.

La proclamation de la *Loi sur l'électricité* (la *Loi*) le 1^{er} octobre 2004 a permis de restructurer la Corporation d'Énergie du Nouveau-Brunswick (Énergie NB) en plusieurs nouvelles compagnies, l'une d'entre elles étant Distribution et Service à la clientèle Énergie NB. La *Loi* a également créé la Corporation de production Énergie Nouveau-Brunswick (Production Énergie NB) et la Corporation d'énergie nucléaire du Nouveau-Brunswick (Énergie nucléaire NB). Par la suite, le gouvernement a créé Énergie NB Coleson Cove (COLESONCO).

Énergie NB opérait comme service public à intégration verticale et était responsable des axes fonctionnels de production, de transport et de distribution. À partir du 1^{er} octobre 2004, Distribution et Service à la clientèle Énergie NB est devenu responsable de la distribution et Production Énergie NB, Énergie nucléaire NB et COLESONCO sont devenus responsables conjointement de la production. Une autre nouvelle compagnie, la Corporation de transport Énergie NB (Transport Énergie NB) est responsable du transport. Les cinq compagnies sont des

filiales de la Corporation de portefeuille Énergie NB (Holdco). Le président et directeur général de Holdco est le président et directeur général de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB, de Production Énergie NB, d'Énergie nucléaire NB, de COLESONCO et de Transport Énergie NB.

Distribution et Service à la clientèle Énergie NB a conclu des ententes d'achat d'énergie avec Production Énergie NB, Énergie nucléaire NB et COLESONCO qui fourniront l'énergie et la capacité pour desservir sa clientèle en 2006/07. Les ententes d'achat d'énergie ont été développées par un groupe de travail créé par le ministre de l'Énergie et mis sur pied le 1^{er} octobre 2004. Les ententes d'achat d'énergie peuvent être modifiées par le conseil d'administration de la Corporation financière de l'électricité NB, une société d'État.

Les ententes d'achat d'énergie de Production Énergie NB et Énergie nucléaire NB couvrent pratiquement toute la capacité de production au Nouveau-Brunswick, incluant celle des producteurs autonomes. Ces deux ententes d'achat d'énergie déterminent les méthodes de paiements et la capacité requise en énergie de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB pour 2006/07.

Distribution et Service à la clientèle Énergie NB a allégué que la Commission devait étudier les ententes d'achat d'énergie parce que ces ententes contribuent aux coûts de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB. Distribution et Service à la clientèle Énergie NB a également soutenu que toute façon de procéder pour la répartition des coûts doit être durable et à long terme. Distribution et Service à la clientèle Énergie NB a fait valoir qu'elle n'aurait pas accès

aux coûts comptables de la production, incluant ceux de Production Énergie NB, à partir de ce moment et que, par conséquent, il serait impossible d'effectuer une étude des coûts inclus en n'utilisant que l'origine des coûts des ententes d'achat d'énergie.

L'entente d'achat d'énergie de Production Énergie NB inclut à la fois les coûts variables et les coûts fixes. Distribution et Service à la clientèle Énergie NB a classé les coûts variables comme étant liés à 100% à l'énergie et les coûts fixes liés à 100 % à la demande. Les taux inclus dans l'entente d'achat d'énergie avec Énergie nucléaire NB sont fixés uniquement selon l'énergie. Distribution et Service à la clientèle Énergie NB juge, toutefois, que cette entente d'achat d'énergie représente une fourniture de l'énergie et de la capacité et qu'il ne serait pas raisonnable de classer le coût entier selon l'énergie. Par conséquent, Distribution et Service à la clientèle Énergie NB a séparé le coût du carburant et l'a lié à 100 % à l'énergie. Les coûts restants ont été partagés suivant une règle de 40% pour la demande et de 60% pour l'énergie, correspondant au partage des coûts fixes de la production approuvés par la Commission dans sa décision en date du 15 avril 1992.

En somme, Distribution et Service à la clientèle Énergie NB recommande l'utilisation des coûts des ententes d'achat d'énergie, tels que facturés, lorsqu'elle juge qu'ils sont raisonnables et l'utilisation de la règle de partage 40/60 approuvée par la Commission lorsqu'elle juge que la méthode de facturation des ententes d'achat d'énergie n'est pas raisonnable.

L'intervenant public prétend que la Commission devrait continuer d'appliquer la règle de partage de 40 % pour la demande et de 60 % pour l'énergie pour tous les coûts fixes de production, tel

qu'approuvé dans la décision d'avril 1992. L'intervenant public est d'avis qu'une telle méthode serait juste et fondée sur une méthodologie acceptable approuvée après la tenue d'une audience publique complète. L'intervenant public a allégué qu'il était important de tenir compte du fait que rien n'a vraiment changé pour l'ensemble de l'économie de la production depuis 1992 et que, par conséquent, la règle de partage 40/60 demeure appropriée.

EGNB juge qu'Énergie NB est un service public dégroupé de nom seulement et que la compagnie se comporte exactement comme un service public à intégration verticale. EGNB recommande l'utilisation d'un système d'origine des coûts et juge inapproprié le classement des coûts fixes dans les ententes d'achat d'énergie entre Production Énergie NB et Distribution et Service à la clientèle Énergie NB qui sont liés à 100 % selon la demande.

EGNB recommande en particulier l'utilisation du système de l'imputation selon la demande de pointe qui prend en compte la symétrie du carburant. La symétrie du carburant est une expression utilisée pour décrire la situation de compromis où il faut choisir entre des coûts d'amortissement plus élevés pour épargner les coûts de carburant ou des coûts de carburant plus élevés pour épargner les coûts d'amortissement. La proposition d'EGNB s'appuie sur une mise à jour de l'analyse de crédit selon la demande de pointe effectuée en 1993 par Distribution et Service à la clientèle Énergie NB. La mise à jour de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB utilise l'information sur les coûts de 2002 et n'inclut aucun producteur autonome.

Energy Advisors entérine l'utilisation des coûts des ententes d'achat d'énergie et juge raisonnable la méthode de classement des coûts d'Énergie nucléaire NB utilisée par Distribution

et Service à la clientèle Énergie NB. Toutefois, Energy Advisors recommande que les coûts fixes de Production Énergie NB, les coûts fixes d'administration, d'entretien et d'opération mis à part, soient partagés selon la règle de 40 % pour la demande et de 60 % pour l'énergie pour correspondre au traitement des coûts fixes d'Énergie nucléaire NB.

La Commission juge qu'un classement approprié des coûts de production est indispensable à la mise en place de taux justes et raisonnables. Le classement des coûts de production devrait s'appuyer sur une analyse attentive des opérations de l'ensemble des installations de production pour voir comment elles répondent ensemble aux besoins de la demande et de l'énergie du réseau. Une étude de chaque installation spécifique est requise pour déterminer son rôle et les coûts encourus dans la fourniture de l'énergie et de la capacité. Dans une décision en date du 9 juin 2005, la Commission a soutenu :

« Le pouvoir de réglementation de la Commission est clairement invoqué dans la *Loi sur l'électricité*. Elle possède un vaste pouvoir de réglementation sur la compagnie de transport, sur l'exploitant de réseau et sur Distribution et Service à la clientèle Énergie NB. L'article 136 de la *Loi* confère à la Commission le pouvoir étendu de demander à n'importe quel de ces groupes de déposer toute la documentation ou toute l'information en sa possession. La *Loi* stipule également clairement que la Commission ne peut exercer aucun pouvoir à l'endroit des compagnies de production. Nous croyons fortement, si le groupe d'entreprises d'Énergie NB avait en sa possession de l'information pouvant aider la Commission à fixer des taux justes et équitables pour les clients, que cette information devrait être mise à la disposition de cette audience. »

En dépit de cette demande, aucun renseignement sur les coûts détaillés des diverses installations de production fournissant l'énergie et la capacité en 2006/07 n'a été présenté pour être étudié.

Si un marché concurrentiel de l'énergie et de la capacité existait au Nouveau-Brunswick, une analyse détaillée des coûts particuliers des installations de production ne serait pas nécessaire. Les prix de l'énergie et de la capacité seraient fixés par le marché et il ne serait pas nécessaire de classer les coûts de production dans une étude sur la répartition des coûts.

Le Livre blanc intitulé « Politique énergétique du Nouveau-Brunswick » a été adopté par le cabinet en décembre 2000. Il présente la politique énergétique complète de la province et comprend les énoncés suivants :

« Le gouvernement provincial adoptera une approche délibérée et surveillée en instaurant d'abord la concurrence à l'échelon de gros et en permettant la production autonome d'électricité et la concurrence au niveau de détail à l'intention des gros usagers industriels (version anglaise, page 16)

Le gouvernement provincial chargera le comité de conception du marché de soumettre des recommandations quant à la surveillance du marché et les problèmes reliés à l'établissement d'un marché de l'électricité de gros et d'un marché de l'électricité des gros usagers industriels de détail relativement concurrentiels. (version anglaise, pages 19, 25)

Le gouvernement provincial confèrera à la Commission le pouvoir de surveiller la compétitivité du marché de gros et de s'assurer que la société d'électricité d'État est incapable d'exercer une emprise sur le marché. » (version anglaise, page 28)

Ces énoncés illustrent clairement que la politique du gouvernement est de mettre sur pied un environnement permettant la concurrence efficace des clients de gros et des gros usagers industriels. Le Livre blanc présente également comment une telle concurrence pourrait survenir et indique :

« La théorie économique et l'expérience récente permettent de supposer qu'il faut au minimum environ cinq entreprises de taille égale pour obtenir un marché relativement concurrentiel. Pour établir un marché relativement concurrentiel à l'intérieur du Nouveau-Brunswick, il faudrait fractionner le portefeuille de production d'énergie de la société d'électricité d'État ou accroître substantiellement les interconnexions de transport d'énergie de la province avec les marchés voisins de manière à offrir un accès supérieur au Nouveau-Brunswick. » (version anglaise, page 18)

La *Loi sur l'électricité* ne contient aucun article qui contredise la politique gouvernementale exprimée dans le Livre blanc. Toutefois, la situation actuelle ne permet pas la promotion du développement d'un marché de l'électricité concurrentiel au Nouveau-Brunswick.

Il n'y a eu aucune augmentation des interconnexions avec les marchés voisins de sorte qu'il est physiquement impossible pour un fournisseur important d'électricité du marché de la Nouvelle-Angleterre de pénétrer le marché du Nouveau-Brunswick dans le but de concurrencer avec les producteurs de la province. Le portefeuille de production d'Énergie NB n'a pas été scindé et, pis encore, la possible concurrence des producteurs autonomes de la province a été sévèrement

limitée, sinon complètement éliminée, du fait que pratiquement toute la production est couverte par des contrats cédés à Production Énergie NB.

Dans sa décision du 27 juillet 2005, la Commission a commenté cette situation comme suit :

« La Commission est d'avis que sa capacité de s'acquitter de ses obligations, pour ce qui est de l'examen tarifaire de la vente au détail et de la surveillance du marché dans le but de promouvoir la compétition dans le domaine de l'exploitation, a été gravement compromise par la cessation des ententes d'achat d'énergie avec les producteurs autonomes à Production Énergie NB au lieu du requérant.

La Commission est également d'avis que la situation peut être remédiée, et l'intention du législateur respectée, si le ministre exerce son pouvoir discrétionnaire par le biais d'un décret qui retirerait les ententes d'achat d'énergie avec les producteurs autonomes de Production Énergie NB pour les affecter à nouveau au requérant.»

Les frais de sortie n'ont pas été établis et aucun client de gros ou gros usager industriel n'a fait part de son intention de se procurer son électricité à partir d'un fournisseur autre que Distribution et Service à la clientèle Énergie NB. Distribution et Service à la clientèle Énergie NB, en retour, reçoit 100 % de son approvisionnement en énergie et en capacité grâce aux ententes d'achat d'énergie avec Production Énergie NB, Énergie nucléaire NB et COLESONCO.

Il n'existe aucun marché concurrentiel au Nouveau-Brunswick en ce moment et la Commission ne croit pas au développement de ce marché pour 2006/07. La Commission partage complètement l'avis des parties qui ont allégué que, de fait, le groupe d'entreprises d'Énergie

NB continue d'opérer comme un service public intégré. L'opération matérielle du marché de l'électricité au Nouveau-Brunswick n'a que peu ou pas du tout changé.

L'absence d'un marché concurrentiel pour l'énergie et la capacité signifie qu'il est nécessaire d'effectuer une analyse attentive des coûts réels de la production afin d'établir des taux justes et équitables. Toutefois, aucune information sur les coûts détaillés, pour les installations de production existantes, n'a été remise et la Commission n'a pas le pouvoir d'en ordonner le dépôt. Cette situation place la Commission dans une position très difficile. Elle ne possède pas toute l'information, clairement existante, qui serait normalement disponible pour l'aider à fixer les taux. La Commission, bien qu'à contrecœur, remplira toutefois son obligation de fixer les taux.

Nous jugeons que la façon la plus appropriée de procéder dans ces circonstances est d'approuver une méthode de classement des coûts de production qui donnera une estimation raisonnable des coûts sous-jacents réels. Une telle méthode peut être utilisée jusqu'au développement d'un marché concurrentiel ou jusqu'à ce que l'information sur les coûts détaillés soit fournie par le groupe d'entreprises d'Énergie NB.

La Commission juge que les diverses propositions présentées par les parties représentent une solution de rechange à un examen détaillé des coûts réels. La méthode proposée par EGNB nécessite le développement de quatre catégories de production séparées et l'estimation du partage demande/énergie pour chaque catégorie. Les estimations étaient fondées sur l'information des coûts de production d'Énergie NB pour 2002 et ne traitaient pas expressément des producteurs autonomes. La Commission s'inquiète du manque d'information détaillée et

réelle pour appuyer cette méthode. Nous notons que le résultat final de cette méthode était un partage de la moyenne pondérée demande/énergie de 40/60. La Commission note également que les propositions de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB et d'Energy Advisors sont fondées jusqu'à un certain point sur le partage des coûts de production liés à 40% pour la demande et à 60% pour l'énergie, tel qu'approuvé dans la décision d'avril 1992. L'intervenant public recommande l'utilisation de la règle de partage 40/60 approuvée par la Commission.

Depuis 1992, un des changements importants survenu est que certains producteurs autonomes opèrent sous réserve de fiabilité impérative et qu'ils ne sont pas toujours utilisés en fonction des coûts les moins élevés. La Commission n'a pas obtenu d'information sur les coûts des producteurs et, par conséquent, n'a pu évaluer l'impact de ce changement. Nonobstant ce changement, Énergie NB n'a soumis aucune demande de modification à la méthodologie adoptée en 1992. La méthodologie actuelle constitue le fondement de la structure tarifaire utilisée. Par conséquent, la Commission juge approprié de continuer d'utiliser la méthode qu'elle a approuvée dans sa décision du 15 avril 1992 à l'égard du classement des coûts de production liés à la demande ou à l'énergie.

Distribution et Service à la clientèle Énergie NB sera en mesure d'identifier séparément les coûts du carburant de chaque entente d'achat d'énergie comme démontré dans son traitement de l'entente d'achat d'énergie avec Énergie nucléaire NB. Il est important de préciser qu'il ne s'agit aucunement d'un appui au système de l'imputation selon la demande de pointe. La méthode approuvée permet d'obtenir un classement des coûts de production à la fois justes et raisonnables étant donné les circonstances actuelles. Par conséquent, la Commission ordonne à Distribution

et Service à la clientèle Énergie NB de refaire son étude de coûts en utilisant la même méthode de classement des coûts de production approuvée dans la décision en date du 15 avril 1992.

Coûts de distribution

Le classement des coûts de distribution de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB selon la demande ou le client était largement inspiré de la méthodologie approuvée par la Commission dans sa décision d'avril 1992. Toutefois, Distribution et Service à la clientèle Énergie NB a effectué des modifications lorsqu'elle croyait qu'une information plus juste était disponible et elle a utilisé un amalgame de méthodes. Elle a allégué que la différence dans la répartition des coûts en raison de l'utilisation d'une méthode différente serait minime et que les bénéfices d'une étude détaillée sur cette question n'en vaudraient pas le coût.

L'intervenant public a recommandé l'utilisation d'une méthode de l'ordonnée à l'origine et elle a également recommandé que Distribution et Service à la clientèle Énergie NB soit instruite de mener une étude détaillée pour développer l'information nécessaire à la mise en œuvre de la méthode de l'ordonnée à l'origine. L'intervenant public croyait qu'un plus grand nombre de coûts de distribution devait être lié à la demande et qu'un nombre moins élevé de coûts devait être lié aux clients.

Energy Advisors a appuyé la méthode utilisée par Distribution et Service à la clientèle Énergie NB.

Le dossier ayant trait à la preuve dans cette instance ne permet pas d'appuyer les modifications apportées à la méthodologie approuvée par Distribution et Service à la clientèle Énergie NB. Par conséquent, la Commission ordonne à Distribution et Service à la clientèle Énergie NB de classer ses coûts de distribution selon la demande ou selon les clients, conformément à la décision d'avril 1992. Distribution et Service à la clientèle Énergie NB a l'ordre de déposer auprès de la Commission, dans les douze mois suivant la date de cette décision, l'information détaillée sur les effets d'utiliser diverses méthodes pour classer ses coûts de distribution. Cette étude devrait clairement traiter de l'utilisation du facteur de capacité dans le classement des coûts liés à la demande ou aux clients.

Crédits des ventes à l'exportation

Distribution et Service à la clientèle Énergie NB a proposé que les crédits des ventes à l'exportation soient liés à la demande à 100 %. Elle a allégué que ces ventes étaient possibles en raison de la disponibilité de la capacité et que, par conséquent, les crédits liés à ces ventes devraient être attribués à la demande.

Distribution et Service à la clientèle Énergie NB a précisé que les coûts d'énergie liés à l'exportation étaient assumés par Production Énergie NB et déduits du prix de vente pour déterminer la marge partagée avec Distribution et Service à la clientèle Énergie NB.

Energy Advisors a proposé que les crédits des ventes à l'exportation soient liés à la demande ou à l'énergie en tenant compte de la nature réelle de la vente à l'exportation. Dans le cas d'une

vente d'énergie, le crédit serait lié à l'énergie et dans le cas d'une vente de capacité, le crédit serait lié à la demande.

L'intervenant public a recommandé que les crédits des ventes à l'exportation soient liés à la demande, conformément à la décision de la Commission en date du mois d'avril 1992.

La Commission juge que la méthode recommandée par Energy Advisors requiert une information qui n'est pas disponible et que, par conséquent, elle ne peut être mise en œuvre. Nous accepterons le classement des crédits des ventes à l'exportation proposé pour les besoins de cette audience.

LA RÉPARTITION

Coûts généraux, coûts des services partagés de Holdco et coûts des services de l'entreprise

Ces coûts, en raison de leur nature, ne peuvent généralement pas être expressément liés à la demande, à l'énergie ou aux usagers.

Distribution et Service à la clientèle Énergie NB a recommandé que les coûts visés par la réglementation soient répartis également, soit un tiers pour chacune des catégories du gros, des grandes industries et des usagers de la compagnie de distribution. Distribution et Service à la clientèle Énergie NB a déclaré que cette répartition serait appropriée parce que ces trois groupes ont été traditionnellement en cause dans les procédures de réglementation. Distribution et

Service à la clientèle Énergie NB a proposé la répartition de certains autres coûts (comme les cadres supérieurs et la planification d'entreprise) suivant les trois mêmes groupes en tenant compte principalement des revenus de leurs ventes.

Le New Brunswick Municipal Electric Utility Association a contesté la méthode de répartition des coûts visés par la réglementation de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB et les autres coûts liés aux revenus des ventes. Il a jugé qu'il serait plus approprié de répartir les coûts visés par la réglementation en tenant compte des coûts totaux répartis. Il a également recommandé que ces coûts qui avaient été répartis en tenant compte des revenus des ventes soient plutôt répartis en tenant compte de tous les autres coûts répartis.

La Commission accepte les recommandations du New Brunswick Municipal Electric Utility Association et ordonne à Distribution et Service à la clientèle Énergie NB de reprendre la répartition des coûts visés par la réglementation et des coûts répartis en tenant compte des revenus des ventes et en utilisant la méthode recommandée par le New Brunswick Municipal Electric Utility Association.

Revenus divers

Distribution et Service à la clientèle Énergie NB a réparti des revenus divers dans toutes les catégories desservies selon le prorata du niveau de distribution et en tenant compte des revenus de chaque catégorie. Distribution et Service à la clientèle Énergie NB a justifié cette méthode en

affirmant qu'il n'existait aucun lien direct entre les coûts et les revenus des divers services et également parce que cette méthode était conforme à la décision de la Commission en 1992.

M. Knecht, s'adressant au nom de l'intervenant public, a recommandé de répartir la partie des revenus divers liée à l'entretien des poteaux d'Aliant en fonction des mêmes critères qui dictent la répartition des coûts des poteaux.

La Commission juge que ces revenus divers liés aux poteaux devraient être répartis en fonction des mêmes critères qui dictent les coûts des poteaux. Nous sommes d'avis que le reste des revenus divers devrait être réparti entre les diverses catégories desservies selon le pro rata du niveau de distribution et en tenant compte des coûts de chaque catégorie. La Commission ordonne à Distribution et Service à la clientèle Énergie NB de reprendre l'étude des coûts pour refléter ces changements. Nous ordonnons également à la requérante de fournir toute l'information disponible sur les coûts encourus par la fourniture de chacun des services divers au moment de la prochaine étude de la méthodologie sur la répartition des coûts.

CONCEPTION TARIFAIRE

Catégorie résidentielle

Prix tarifaire décroissant selon la tranche d'énergie

Actuellement, la conception tarifaire pour la catégorie résidentielle consiste en des frais de service fixes mensuels et des frais pour chaque kilowatt-heure d'électricité utilisée. Les frais pour l'électricité se partagent en deux tranches avec un taux pour la première tranche et un taux

décroissant pour la seconde tranche. Un bon nombre de parties, incluant Distribution et Service à la clientèle Énergie NB, a indiqué que le taux décroissant pour la deuxième tranche ne donnait pas le bon message aux usagers et qu'il devait être éliminé. Les parties étaient en désaccord quant à la période nécessaire pour l'élimination du taux décroissant de la deuxième tranche.

Distribution et Service à la clientèle Énergie NB préfère une méthode graduelle qui augmenterait la taille de la première tranche et Energy Advisors appuie cette position. Distribution et Service à la clientèle Énergie NB n'a pas proposé d'échéancier particulier pour l'élimination du taux décroissant de la deuxième tranche. Le Conseil de la conservation a recommandé l'élimination immédiate du taux décroissant pour la deuxième tranche. EGNB est d'avis qu'il est important de donner le bon signal de prix aux usagers. Il a fait valoir, dans le cas où la Commission émettrait des réserves à l'égard d'un effet possible sur les usagers, que les changements pouvaient être appliqués de façon progressive sans dépasser une période de trois ans. L'intervenant public a recommandé que le taux décroissant de la deuxième tranche soit éliminé sur une période de trois à quatre années.

La Commission consent à ce que le taux décroissant de la deuxième tranche soit éliminé dès que possible. Nous nous préoccupons de l'impact tarifaire possible pour certains usagers si le changement s'effectue trop rapidement. La Commission a analysé les impacts probables et elle juge approprié d'éliminer le taux décroissant de la deuxième tranche en trois étapes. Chaque étape devrait rapprocher le taux décroissant de la deuxième tranche d'un tiers du taux de la première tranche. Le premier ajustement devrait faire partie des changements tarifaires pour l'année 2006/07. Les deux autres ajustements pourraient survenir lors des changements tarifaires

généraux ultérieurs mais la Commission ordonne que le processus soit complété dans les cinq années suivant la date de cette décision.

Fermes et églises

Les fermes et les églises font partie de la catégorie des clients résidentiels et une discussion a porté sur les effets de cette inclusion sur la consommation et les autres caractéristiques de la catégorie. L'intervenant public recommande que les fermes et les églises soient retirées de cette catégorie et placées dans une catégorie séparée.

Distribution et Service à la clientèle Énergie NB a déclaré que le retrait des fermes et des églises nécessiterait la création d'une nouvelle catégorie. Distribution et Service à la clientèle Énergie NB a fait valoir que cette démarche exigerait une étude et la formation des usagers et elle s'est inquiétée des effets possibles sur les ratios revenu-coûts.

Par conséquent, nous ordonnons à Distribution et Service à la clientèle Énergie NB de mener une étude sur la catégorie résidentielle pour identifier ces usagers dont le profil d'utilisation diffère du client résidentiel normal. Distribution et Service à la clientèle Énergie NB doit également développer des propositions sur le classement de ces clients et sur les effets d'une telle reclassification. Cette information doit être déposée auprès de la Commission dans les 12 mois suivant la date de cette décision.

Usage général

La catégorie Usage général compte deux classes, Usage général I (UG I) et Usage général II (UG II). UG II a des taux plus favorables que UG I et il est limité aux usagers qui utilisent l'électricité comme seule source d'énergie pour la cuisson, le chauffage des locaux, le chauffage de l'eau et tous les autres services.

Distribution et Service à la clientèle Énergie NB a recommandé l'élimination progressive de la catégorie UG II en affectant de plus grandes augmentations aux taux de la catégorie UG II qu'aux taux de la catégorie UG I. Distribution et Service à la clientèle Énergie NB a également proposé que la catégorie UG II soit fermée aux nouveaux clients. Distribution et Service à la clientèle Énergie NB n'a présenté aucun échéancier pour l'élimination de la catégorie UG II.

Le Conseil de conservation a recommandé l'élimination immédiate de la catégorie UG II. EGNB a recommandé l'harmonisation immédiate des taux des catégories UG I et UG II et, à défaut, que la catégorie UG II soit fermée aux nouveaux clients. L'intervenant public a recommandé le maintien de la catégorie UG II pour les trois prochaines années.

Une analyse préliminaire des données d'utilisation pour les clients des catégories UG I et UG II indique qu'il existe une nette différence entre les deux catégories. La Commission juge approprié que les deux catégories restent distinctes jusqu'à l'obtention de données additionnelles et d'une analyse plus poussée. Nous ordonnons à Distribution et Service à la clientèle Énergie

NB de mener une étude sur le profil d'utilisation des clients des catégories UG I et UG II et de déposer cette étude auprès de la Commission dans l'année suivant la date de cette décision.

Nonobstant le besoin d'une étude globale mentionné plus haut, au sens de la partie de cette audience portant sur les besoins en revenus, la Commission ordonne à Distribution et Service à la clientèle Énergie NB de déposer avant le 16 janvier 2006, pour discussion, une analyse des scénarios suivants relatifs aux taux de la catégorie Usage général :

Pour la catégorie Usage général II, le taux de la deuxième tranche d'énergie doit être égal au taux de la troisième tranche d'énergie.

Pour la catégorie Usage général I, le taux de la deuxième tranche d'énergie doit être établi au même niveau que celui de la catégorie UG II ci-dessus. Pour ce scénario, les frais de puissance pour la catégorie UG I doivent être réduits afin d'effectuer un ajustement sans incidence sur les recettes pour la catégorie.

Grandes industries

Taux d'électricité interruptible

La Commission a demandé aux parties si elles croyaient que le taux d'électricité interruptible devait inclure une contribution aux coûts fixes. Les usagers possédant leur propre génératrice peuvent obtenir leur approvisionnement en électricité interruptible à partir de Distribution et

Service à la clientèle Énergie NB. Cette énergie est disponible jusqu'à concurrence de la capacité de production inutilisée de l'utilisateur. L'énergie est uniquement fournie si les ressources sont disponibles et si ces ressources peuvent respecter tous les engagements fermes de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB. Le taux d'électricité interruptible repose sur le coût différentiel pour la fourniture d'énergie de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB.

Distribution et Service à la clientèle Énergie NB a répliqué qu'elle ne croyait pas qu'il devrait y avoir un élément de demande intégré aux taux de l'électricité interruptible. Elle a allégué que les usagers de l'électricité interruptible assument un risque lié au prix du carburant que les autres clients n'ont pas à assumer et que ce risque est très onéreux pour les usagers de l'électricité interruptible. Elle a également indiqué qu'il existe une forte possibilité que les usagers passent à une charge ferme si le taux de l'électricité interruptible est fixé selon les prix du marché. Ceci pourrait réduire les ventes à l'exportation et augmenter le besoin d'une capacité additionnelle.

L'intervenant public a déclaré qu'un bon nombre de services publics perçoivent une prime pour le coût du service interruptible pour exprimer la valeur de ce service. Il a recommandé que ce montant soit fixé à 3 \$ le mégawatt-heure, bien qu'il n'y ait que peu de preuve au dossier sur la contribution appropriée.

EGNB a déclaré que tous les taux, mis à part ceux s'appuyant sur des considérations générales qui ne sont pas d'ordre économique, devraient inclure une petite contribution aux coûts fixes.

Le New Brunswick Municipal Electric Utility Association a recommandé l'inclusion d'un élément de coût fixe dans le taux d'électricité interruptible mais il a indiqué que l'information devant la Commission n'était peut-être pas suffisante pour déterminer le montant approprié.

La Commission juge approprié que les usagers de l'électricité interruptible paient pour certains des coûts fixes de production. Pendant la plus grande partie de l'année, ce sont les producteurs de la province qui fournissent l'énergie interruptible et à un taux plus bas que l'énergie ferme. Le montant de la contribution sera fixé lors de l'étude sur les besoins en revenus de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB.

Une discussion a porté sur la possibilité d'offrir l'option interruptible aux clients des autres catégories. Selon la Commission, le principe d'équité dicte que cette option devrait être disponible mais divers facteurs doivent être étudiés. Par conséquent, nous ordonnons à Distribution et Service à la clientèle Énergie NB de présenter une étude sur les coûts et les questions associées à l'offre de cette option dans l'année suivant la date de cette décision.

L'intervenant public a proposé qu'un client industriel puisse acheter jusqu'à 15 % de sa charge de transport ferme à un taux d'électricité de surplus. La Commission reconnaît le bien-fondé de cette suggestion. S'il y avait une limite à la quantité d'énergie interruptible achetée par un usager, le passage à un service ferme d'un ou de plusieurs clients aurait un effet moins important. Par conséquent, nous ordonnons à Distribution et Service à la clientèle Énergie NB de mener une étude sur la quantité maximale d'énergie en surplus/interruptible qui devrait être disponible pour chaque usager et déposer cette étude auprès de la Commission dans les 12 mois suivant la date de cette décision.

Taux saisonniers

EGNB a recommandé la mise en place de taux saisonniers pour les clients des catégories Usage Général et résidentiel, avec des taux plus élevés pendant l'hiver. EGNB a allégué que les taux saisonniers peuvent compléter les mesures de gestion axée sur la demande et qu'ils donneraient le signal de prix approprié.

Le New Brunswick Municipal Electric Utility Association a soutenu que si des taux saisonniers étaient mis en place, ils devraient s'appliquer à toutes les catégories de taux.

L'intervenant public a recommandé que Distribution et Service à la clientèle Énergie NB mène une étude sur l'impact des taux saisonniers et qu'elle dépose cette étude auprès de la Commission.

Distribution et Service à la clientèle Énergie NB a indiqué qu'elle ne s'opposait pas nécessairement au principe des taux saisonniers mais que, en raison de l'impact sur les usagers, elle croyait que ces taux ne devraient pas être mis en place avant l'élimination du taux décroissant de la deuxième tranche pour la catégorie résidentielle et la fusion des catégories UG I et UG II.

La Commission juge que les taux saisonniers peuvent représenter un concept opportun au Nouveau-Brunswick mais que la mise en place de tels taux n'est pas souhaitable pour l'instant en

raison de l'impact possible des autres changements effectués actuellement sur les usagers. Nous ordonnons à Distribution et Service à la clientèle Énergie NB de présenter une proposition de taux saisonniers lors de la prochaine étude tarifaire.

Taux pour l'alimentation de secours

Les usagers qui possèdent un système de production électrique ont normalement une entente avec le service public d'électricité pour la fourniture de l'électricité lorsque leur système de production n'est pas disponible. C'est ce qui est convenu d'appeler l'alimentation de secours et elle est facturée à titre de frais de réservation mensuelle. Actuellement, Distribution et Service à la clientèle Énergie NB n'a pas de taux pour l'alimentation de secours. Les coproducteurs, desservis par le service de transport, peuvent obtenir de l'énergie interruptible mais cette option n'est pas disponible pour les autres coproducteurs. Un taux pour l'alimentation de secours à l'endroit de ces usagers pourrait leur permettre d'obtenir une énergie de secours à des coûts moindres que ceux payés actuellement.

EGNB a recommandé que la Commission ordonne à Distribution et Service à la clientèle Énergie NB de développer un taux pour l'alimentation de secours à l'endroit des coproducteurs qui s'appuierait sur des principes généralement acceptés et de déposer cette étude pour examen. Il a précisé qu'un tel taux encouragerait le développement de la coproduction au Nouveau-Brunswick.

L'intervenant public a également déclaré que le moment était peut-être bien choisi pour mettre en place un taux pour l'alimentation de secours.

Distribution et Service à la clientèle Énergie NB a allégué que les conditions économiques actuelles de la coproduction n'ont pas entraîné le besoin d'un taux pour l'alimentation de secours comme celui proposé par EGNB et qu'aucun usager ne s'y est montré intéressé à ce moment. Distribution et Service à la clientèle Énergie NB a fait savoir qu'elle n'avait aucune objection à préparer un taux pour l'alimentation de secours à l'intention des coproducteurs mais qu'elle ne voulait pas offrir ce taux aux producteurs commerçants. Elle a également indiqué que le développement d'un taux pour l'alimentation de secours nécessiterait une attention particulière.

La Commission juge qu'un taux pour l'alimentation de secours pourrait bien favoriser le développement d'une coproduction conforme aux objectifs du Livre blanc. Par conséquent, nous ordonnons à Distribution et Service à la clientèle Énergie NB de développer une proposition d'un taux pour l'alimentation de secours à l'intention des coproducteurs et d'inclure cette proposition comme preuve lors de la prochaine demande tarifaire.

AUTRES QUESTIONS

Coûts différentiels

Energy Advisors a déclaré qu'une analyse des coûts différentiels serait possiblement utile pour concevoir des taux qui captent la tendance future des coûts de l'électricité et ainsi donner lieu à une utilisation plus efficiente de l'électricité.

Distribution et Service à la clientèle Énergie NB a déclaré qu'elle s'opposait à une analyse des coûts différentiels parce que cette analyse serait chargée de décisions discrétionnaires. Elle a soutenu qu'il n'y avait aucune étude au dossier dans cette instance sur les coûts différentiels et que mener une telle étude nécessite un accès aux ressources de production et à l'information sur les coûts détaillées. Distribution et Service à la clientèle Énergie NB a soutenu qu'une telle étude n'était pas opportune pour un service public de distribution dégroupé.

L'intervenant public a recommandé un examen éventuel de la répartition et de la fixation des coûts différentiels.

EGNB a soutenu qu'une étude complète sur les coûts différentiels n'était pas disponible actuellement et que l'utilisation de méthodes s'appuyant sur les coûts différentiels était prématurée.

La Commission juge que les coûts différentiels permettraient d'obtenir une information précieuse et d'aider à la fixation de taux appropriés. Un marché pleinement concurrentiel donnerait des signaux de prix appropriés mais un tel marché n'existe pas au Nouveau-Brunswick actuellement et il est peu probable qu'il se développe dans un avenir rapproché. Nous convenons qu'une analyse appropriée des coûts différentiels nécessite une information détaillée sur les coûts qui n'est pas disponible dans cette instance. Même les signaux de prix comme les taux d'électricité selon la période de la journée ne sont pas disponibles actuellement dans la province. L'information sur les coûts différentiels favoriserait l'utilisation d'une efficacité

énergétique appropriée, de mesures de conservation et de dispositifs de contrôle de la charge électrique comme les dispositifs de stockage thermique électriques. Toutefois, si les coûts de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB, déterminés par les ententes d'achat d'énergie, n'incluent pas les signaux des coûts différentiels, un bon nombre de mesures éprouvées d'efficacité énergétique et de gestion axée sur la demande ne pourront être mises en œuvre parce qu'elles ne passeront pas les tests économiques normaux. En l'absence de l'information nécessaire sur les coûts, la Commission juge approprié d'utiliser la méthode de répartition des coûts présentée plus haut.

Ratios revenu-coûts

Le New Brunswick Municipal Electric Utility Association a fait valoir que la Commission, dans son examen des ratios revenu-coûts, devait tenir compte du fait qu'il existe trois catégories d'utilisateurs selon l'entreprise de transport - la vente en gros, les grandes industries et Distribution et Service à la clientèle Énergie NB. Les utilisateurs du gros et les grandes industries sont des catégories d'utilisateurs séparées desservies par l'entreprise de transport. Le New Brunswick Municipal Electric Utility Association a allégué que Distribution et Service à la clientèle Énergie NB, au nom de toutes les autres catégories d'utilisateurs, reçoit également son service de l'entreprise de transport et, par conséquent, devrait être considérée comme une troisième catégorie d'utilisateur du transport. Le New Brunswick Municipal Electric Utility Association a recommandé que les trois catégories d'utilisateurs de l'entreprise de transport possèdent chacune un ratio revenu-coûts à l'unité. Si ce n'est pas possible, il recommande que le ratio pour la catégorie du gros ne soit pas

supérieur à 1,015, ce qui correspond au ratio revenu-coûts calculé par le New Brunswick Municipal Electric Utility Association pour Distribution et Service à la clientèle Énergie NB.

Distribution et Service à la clientèle Énergie NB a allégué que la catégorie Distribution et Service à la clientèle Énergie NB, décrite par le New Brunswick Municipal Electric Utility Association, est purement hypothétique et qu'elle n'existe pas. Distribution et Service à la clientèle Énergie NB a déclaré que la variété d'usagers desservis par Distribution et Service à la clientèle Énergie NB ne correspond pas à la variété d'usagers desservis sous la catégorie du gros.

La Commission juge que le ratio revenu-coûts pour chaque catégorie d'usagers desservis par Distribution et Service à la clientèle Énergie NB devrait être étudié séparément. Nous croyons qu'une fourchette de 0,95 à 1,05 pour le ratio revenu-coûts de chaque catégorie est raisonnable à long terme. La Commission reconnaît que des considérations sur l'effet des taux nécessiteront un mouvement graduel de certaines catégories vers cette fourchette ou à l'intérieur de celle-ci. Il est également nécessaire d'obtenir davantage de données pour s'assurer que les changements tarifaires sont et demeureront appropriés. Nous notons que certaines catégories d'usager ont des ratios revenu-coûts se situant à l'extérieur de la fourchette de 0,95 et 1,05 et nous sommes déçus de constater qu'Énergie NB n'a pas progressé davantage sur cette question depuis 1992. Bien que certaines modifications aient été effectuées, la question de l'envoi de signaux de prix appropriés n'a pas été traitée de façon substantielle. Comme un conseiller juridique a fait remarquer :

« Ça me rappelle l'histoire du cadre travaillant pour un service public qui, après avoir décidé de se suicider, se jette devant un glacier. »

La Commission juge approprié que les décisions concrètes sur les ajustements aux ratios revenu-coûts pour les catégories d'utilisateurs individuels soient différées jusqu'à l'étude sur les besoins en revenu après quoi les ratios actuels et proposés, utilisant la méthodologie approuvée dans cette décision, seront disponibles.

Information additionnelle requise

La Commission a ordonné à Distribution et Service à la clientèle Énergie NB de mener des études sur les questions suivantes et d'en rapporter les résultats.

Classement des coûts de distribution

Caractéristiques de consommation des utilisateurs de la catégorie résidentielle

Caractéristiques de consommation des utilisateurs des catégories UG I et UG II

Option d'un taux interruptible pour toutes les catégories de taux

Montant maximal de l'énergie en surplus/interruptible acheté par un utilisateur

La Commission juge que l'information additionnelle sera utile à la répartition des coûts et à la conception de taux appropriés. Le fait d'associer les parties intéressées à la conception de la

recherche à faire par Distribution et Service à la clientèle Énergie NB permettrait de s'assurer que des questions importantes ne soient pas oubliées et donnerait lieu à une meilleure information, et permettrait à Distribution et Service à la clientèle Énergie NB de combiner des questions lorsque jugé opportun et d'accélérer la révision éventuelle de l'information.

Par conséquent, nous ordonnons à Distribution et Service à la clientèle Énergie NB de donner l'occasion aux parties intéressées de discuter de la nature de la recherche qui doit être menée, d'ici le 31 mars 2006.

Prévision de la charge pour 2006/07

Les parties ont accepté la suggestion de la Commission à l'effet qu'une révision détaillée de la méthodologie employée par Distribution et Service à la clientèle Énergie NB pour préparer les prévisions de la charge soit menée à la suite de l'audience relative aux besoins en revenus.

La Commission approuve la prévision de la charge pour 2006/07 telle que présentée par Distribution et Service à la clientèle Énergie NB.

Requête de l'intervenant public pour des ordonnances de la Commission

L'intervenant public a demandé que la Commission rende une ordonnance sur sept questions déterminées dont le détail est présenté dans les pages 2469 à 2471 de la transcription.

Distribution et Service à la clientèle Énergie NB a exprimé une profonde préoccupation au sujet de ces ordonnances.

La Commission juge que le contenu de chacune de ces ordonnances a été traité ci-dessus et qu'aucun commentaire additionnel n'est nécessaire.

Fait dans la ville de Saint-Jean, au Nouveau-Brunswick, ce 21^e jour de décembre 2005.

Dissidence partielle du commissaire Sollows

Je souscris aux ordonnances et aux décisions présentées plus haut par mes collègues commissaires, à l'exception de deux questions. Ces deux exceptions reposent sur des faits révélés lors de mon étude relative aux données de facturation de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB. Ces données étaient présentées en preuve au cours de l'audience mais aucun participant n'a présenté une analyse pour en souligner les répercussions et pour faciliter leur utilisation au cours de l'audience. Si je n'avais pas effectué ma propre analyse des données, rendue possible en raison de mes antécédents professionnels, je crois que je me serais rallié à mes collègues sur toutes les questions.

Je comprends et j'apprécie le fait que mes collègues ne peuvent fonder leur décision à bon escient sur les aperçus de mon analyse. Je ne crois pas non plus que les membres de la Commission devraient pouvoir mener de telles analyses ou être en mesure de le faire. Dans le cours normal des choses, cette Commission aurait détenu un pouvoir de surveillance réglementaire général sur Distribution et Service à la clientèle Énergie NB. Elle aurait été en mesure d'utiliser ce pouvoir pour s'assurer que Distribution et Service à la clientèle Énergie NB avait préparé une analyse des données avant la demande d'augmentation tarifaire. Cette Commission ne peut exercer aucun pouvoir de surveillance réglementaire général sur Distribution et Service à la clientèle Énergie NB et ne peut donner, par conséquent, aucune directive à Distribution et Service à la clientèle Énergie NB avant le dépôt de la demande tarifaire.

Cette question n'a pas suivi le cours normal des choses, et mes collègues et moi-même possédons maintenant un différent ensemble de faits sur lequel nous pouvons fonder notre décision. Tout comme il est impossible pour mes collègues de se fier à bon escient sur mes aperçus relatifs aux données de facturation de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB, je sens que je ne peux les ignorer. En tenant dûment compte de la preuve dans cette question, j'en conclus que :

1. Distribution et Service à la clientèle Énergie NB peut et doit utiliser les données existantes sur la facturation pour subdiviser ou réaménager le classement de ses usagers afin de favoriser une meilleure correspondance de l'origine des coûts et de faciliter la conception tarifaire, et
2. Distribution et Service à la clientèle Énergie NB ne devrait pas être forcée de développer et de déposer une proposition de taux saisonnier lors de la prochaine demande tarifaire.

Mes raisons sont les suivantes.

Question 1. Subdivision/reclassification des catégories d'usagers

La preuve présentée lors de cette audience a clairement établi que la charge crête de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB se produit au cours des mois d'hiver. Cette charge crête est généralement reconnue comme un déterminant important des coûts de service d'un service public ; Distribution et Service à la clientèle Énergie NB a

structuré l'étude sur la répartition des coûts pour correspondre à cette prémisse, et aucun intervenant n'a contesté cette façon de faire.

Des dossiers déterminants sur la facturation pour les 5 années financières se terminant en mars 2005 ont également été déposés en preuve par Distribution et Service à la clientèle Énergie NB lors de l'audience. Ces dossiers comprenaient des données organisées en une ligne de données (état de compte) pour chaque facture envoyée. Chaque état comprenait l'énergie facturée, le nombre de jour couverts par la période de facturation, la lecture du compteur et les dates de facturation ainsi que le numéro d'identification propre à l'utilisateur. Les données de la demande étaient également incluses pour les usagers possédant de tels compteurs.

Les données sont abondantes, de l'ordre de 20 millions de dossiers de facturation, et requièrent une analyse pour obtenir un aperçu utile de leurs répercussions sur la répartition des coûts et la conception tarifaire. Ni la requérante ni aucun intervenant n'a effectué une telle analyse, laissant à la Commission le soin de déduire ou de tirer des conclusions à partir des données.

Mon examen des données de facturation, effectué en utilisant des techniques analytiques courantes, m'a porté à conclure que les structures tarifaires actuelles et le classement des usagers de Distribution et Service à la clientèle Énergie ne donnent pas lieu à un partage juste et équitable des coûts de service entre les usagers de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB. Cette conclusion s'appuie sur un examen de la moyenne de

facturation de chaque usager pour le mois de janvier – le mois où Distribution et Service à la clientèle Énergie NB enregistre généralement une demande de pointe – et le ratio de cette facture pour la moyenne de facturation du même usager en juillet et en août, la saison des charges pour Distribution et Service à la clientèle Énergie NB. Le regroupement des usagers ayant des charges comparables et des ratios de la charge hiver-été comparables et la comparaison de ces groupes avec le classement existant de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB révèlent deux faits importants. Ces groupes d'usagers classés selon la charge et le ratio de la charge :

1. recourent les catégories résidentielle, usage général et industrielle existantes de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB, et
2. subdivisent les catégories existantes de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB.

Ces faits doivent être appréciés selon la preuve imposante non contestée que les coûts de service aux usagers de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB varient suivant la saison d'utilisation. Ensemble, ils permettent d'en arriver à la conclusion que le classement existant des usagers de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB contrecarre l'objectif réglementaire fondamental de la fixation de taux justes et équitables.

Cette conclusion ne constitue pas en soi une raison suffisante pour déterminer que les taux et les frais de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB sont injustes et inéquitables. Une série de taux pourrait, en théorie, surmonter ce problème par le biais

d'une conception et d'une répartition attentive. Je suis d'avis que le fardeau de la preuve pour une conception et une répartition de ce genre doit être porté par la requérante.

Malheureusement, le dossier de la preuve ne fournit que de rares preuves appuyant la prétention que la conception tarifaire proposée par Distribution et Service à la clientèle Énergie NB aide à surmonter le problème. En fait, Distribution et Service à la clientèle Énergie NB a subdivisé la catégorie résidentielle en regroupant, d'une part, les usagers qui, suppose-t-elle, utilisent l'électricité pour le chauffage domiciliaire et, d'autre part, ceux qui ne le font pas, et elle a trouvé des coûts de service et des ratios revenu-coût différents pour chaque groupe. Ce faisant, Distribution et Service à la clientèle Énergie NB reconnaît implicitement que son indicateur de prix actuel ne compense pas la faiblesse de sa méthode de classement. Bien que le choix particulier de sous-groupes de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB entraîne des différences dans le ratio revenu-coût qu'elle juge acceptable, elle n'offre aucune preuve que sa subdivision proposée est la seule qui est évidente dans la catégorie ou qu'elle est la meilleure qui s'offrirait suite à un examen des caractéristiques de consommation des usagers.

La figure 1 présente une série de subdivisions des données de facturation pour l'exercice financier 2005. Seuls les clients résidentiels ont été choisis pour cette présentation parce que cette question a été soulevée lors des délibérations afférentes au bien-fondé d'éliminer certains types d'usagers de la catégorie résidentielle. Tel que noté plus haut, nous avons déterminé que ces subdivisions comprennent également des clients de la catégorie Usage général et industrielle.

La figure 1 décrit 4 principaux types d'utilisateurs :

1. Ceux dont le profil de la charge est régulier ou qui n'offre que peu de variation au cours de l'année,
2. Ceux dont la charge crête se situe en été,
3. Ceux dont l'utilisation énergétique de pointe se situe en hiver, et
4. Les utilisateurs à double crête, dont l'utilisation énergétique est relativement plus élevée en été et en hiver.

Le 3^e groupe peut clairement être divisé selon la variation de la charge au cours de l'année. Certains de ces utilisateurs ont des charges d'été qui représentent environ 60 % de leur consommation en janvier, alors que d'autres ont des charges pendant les mois d'été équivalant à moins de 10 % de cette valeur.

Ayant considéré la variation saisonnière évidente des profils de consommation des utilisateurs, la preuve indéniable que de telles variations ont un effet important sur le coût du service, et le manque de preuve à l'appui que le classement et la structure tarifaire actuels permettent de répartir les coûts parmi les utilisateurs de façon juste et équitable, j'ordonnerais à Distribution et Service à la clientèle Énergie NB de :

1. Subdiviser ses catégories d'utilisateurs actuels en sous-groupes d'utilisateurs selon :
 - a. La consommation d'énergie en janvier, ajustée pour tenir compte de la variation de la température selon les conditions normales à long terme et les variations des périodes de facturation ; et

- b. Le ratio de la consommation énergétique de chaque usager pour le mois de janvier en comparaison à sa consommation pendant l'été ;
- 2. Développer une conception tarifaire et/ou des paramètres tarifaires pour chaque subdivision, de façon à ce qu'aucune subdivision ou membre d'une subdivision ne connaisse un ratio revenu-coût à l'extérieur de la fourchette 95 % à 105 %, tel que déterminé par la répartition des coûts selon :
 - a. Le nombre d'usagers dans chaque subdivision pour la répartition des coûts des usagers ;
 - b. La charge d'énergie de chaque usager en janvier pour la répartition des coûts de la demande en l'absence d'une mesure de la demande, et de la charge de la demande mesurée ajustée selon un facteur de contribution acceptable où les compteurs de la demande sont en place ;
 - c. L'énergie de la charge de base utilisée, tel qu'indiqué par l'utilisation énergétique de l'électricité pendant le mois d'été comme une fraction de la charge d'énergie électrique mensuelle total pour le mois d'été de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB ; et
 - d. L'électricité « d'accotement » utilisée, c'est-à-dire l'électricité dérivée d'autres génératrices de la charge de base, et telle que calculée par la différence entre leur consommation d'électricité annuelle totale et celle qui est obtenue en multipliant leur consommation d'électricité mensuelle minimale par 12.
- 3. Examiner l'augmentation tarifaire en vigueur pour chaque usager résultant de la subdivision des catégories et de la répartition des coûts, tel que décrit plus haut.

Lorsque l'augmentation tarifaire qui en découle provoque un choc tarifaire pour un usager, la conception tarifaire et/ou les paramètres devraient être ajustés pour limiter cette augmentation à une valeur acceptable.

4. Distribution et Service à la clientèle Énergie NB devrait recouvrer tout manque à gagner des revenus découlant de la question 3 (le plafonnement de l'augmentation tarifaire à une valeur acceptable) à partir de la sous-catégorie plafonnée de l'utilisateur. Aucun recouvrement des revenus ne devrait être effectué à partir d'une autre sous-catégorie jusqu'à ce que chaque membre déficitaire en revenus de la sous-catégorie atteigne le plafond tarifaire. Le recouvrement des revenus, à la fois au sein d'une sous-catégorie et entre les sous-catégories, devrait être effectué en tenant compte qu'aucun usager ou catégorie qui reçoit à juste titre une diminution tarifaire ne devrait être tenu de contribuer aux revenus recouvrés à moins que et jusqu'à ce que chaque sous-catégorie et chaque usager qui reçoit une augmentation tarifaire à juste titre obtienne un ajustement de cette augmentation jusqu'au plafond. La répartition des revenus recouvrés entre les membres d'une sous-catégorie comprenant des usagers bénéficiant d'un plafond devrait être effectuée en tenant compte de la proximité de chaque usager avec le plafond ; c'est-à-dire que le recouvrement des revenus devrait commencer avec l'utilisateur qui est le plus près et en-dessous du plafond tarifaire, ce qui aurait pour conséquence de le rapprocher du plafond, et continuer ainsi avec l'utilisateur suivant jusqu'à ce que le manque à gagner des revenus soit éliminé ou que la catégorie entière se situe au niveau du plafond tarifaire.

Bien que je demeure ouvert à la présentation de preuves et d'arguments additionnels sur les détails de ces instructions, je suis convaincu qu'un travail de ce genre ou un travail semblable devrait constituer le fondement des taux décidés par la Commission. Après avoir développé des sous-catégories pour étudier les données de facturation, comme je l'ai décrit plus haut, il m'apparaît clair qu'il est raisonnable de demander à Distribution et Service à la clientèle Énergie NB de faire l'exercice dans le temps disponible. De plus, après avoir utilisé ces sous-catégories pour étudier la répartition des revenus prévue par la structure tarifaire résidentielle actuelle, j'en ai conclu que le classement et les taux actuels dépassent les frontières raisonnables d'un traitement juste et équitable des usagers.

Bien que je comprends et que j'apprécie que Distribution et Service à la clientèle Énergie NB peut arriver et arrivera à une meilleure subdivision des catégories et à une meilleure répartition des coûts lorsqu'elle obtiendra les résultats d'un programme approprié de recherche sur la charge, je crois qu'il existe suffisamment de preuve au dossier de cette instance justifiant l'ordonnance d'une action immédiate pour ajuster le classement et la conception tarifaire qui sont clairement injustes pour un bon nombre d'usagers et qui donnent des signaux de prix inappropriés aux consommateurs d'électricité.

Question 2. Ordonnance de développer des taux saisonniers.

Je suis également en désaccord avec l'ordonnance de mes collègues à l'effet que Distribution et Service à la clientèle Énergie NB prépare et dépose une proposition pour un taux saisonnier au moment de la prochaine demande. Mon étude des données de

facturation suggère que Distribution et Service à la clientèle Énergie NB devrait renoncer au développement d'une structure saisonnière tarifaire jusqu'à ce qu'il soit déterminé que de telles subdivisions de catégories d'usagers, comme décrites plus haut, ne peuvent rencontrer les objectifs de justice et d'équité et donner en même temps des signaux de prix appropriés aux usagers. Une décision de ce genre devrait être effectuée par cette Commission et Distribution et Service à la clientèle Énergie NB devrait être instruit d'effectuer un examen complet des taux et des structures tarifaires disponibles, incluant les mesures d'énergie avec un abonnement selon la demande, une mesure de la demande simultanée et non simultanée, une mesure horaire, et des taux en mode de temps réel avant de proposer un taux saisonnier. Le taux saisonnier proposé par Distribution et Service à la clientèle Énergie NB devrait s'appliquer à tous les usagers faisant montre d'une variation saisonnière semblable dans leur charge.

Fait dans la ville de Saint-Jean, au Nouveau-Brunswick, en ce 21^e jour de décembre 2005.

Ken Sollows
Commissaire

Annexe E

ÉNERGIE NB – Distribution et Service à la clientèle Énergie NB

Sommaire des résultats d'exploitation de 1994 à 2005

Total des bénéfices réalisés avant les frais de financement	3 177,0
Effet des frais rétroactifs de convention comptable	
Déclassement de la centrale nucléaire et gestion du carburant	45,0
(Régularisation de l'amortissement)	
Bénéfices rajustés avant les frais de financement	<u>3 222,0</u>
Frais de financement	(3 514,0)
Effet des frais rétroactifs de convention comptable :	
Conversion de la devise sur la dette à long terme	(106,0)
Total des frais de financement	<u>(3 620,0)</u>
Total des pertes d'exploitation :	<u>(398,0)</u>
Facteur de couverture des intérêts	89,01 %
Réduction de la valeur comptable de Pointe Lepreau	(450,0)
Paielements spéciaux en remplacement d'impôts	(5,0)
Pertes accumulées avant la réduction de la réserve	<u>(853,0)</u>
Réduction (augmentation) de la réserve :	
Compte de péréquation de la production	149,0
Compte de stabilisation des ventes à l'exportation	20,0
Compte pour le retrait du canal de combustible (net)	88,0
	<u>257,0</u>
Perte nette accumulée	<u>(596,0)</u>
Bénéfices non répartis au 31 mars 1994	409,0
Dividende déclaré	(5,0)
Déficit au 31 mars 2005	<u><u>(192,0)</u></u>



ÉNERGIE NB – Distribution et Service à la clientèle Énergie NB

Sommaire des pertes encourues par Énergie NB

	<u>Total</u>	<u>2005</u>	<u>2004</u>	<u>2003</u>	<u>2002</u>	<u>2001</u>	<u>2000</u>	<u>1999</u>	<u>1998</u>	<u>1997</u>	<u>1996</u>	<u>1995</u>	<u>1994</u>
Tableau des bénéfices (pertes) non répartis													
Bénéfices avant les frais de financement	3 177	216	199	166	275	278	348	364	301	254	237	271	268
Frais de financement	(3 514)	(202)	(217)	(243)	(256)	(356)	(331)	(346)	(344)	(341)	(300)	(333)	(245)
Effet des frais rétroactifs de convention comptable :													
Conversion de la devise sur la dette à long terme	(106)	0	0	0	0	(106)	0	0	0	0	0	0	0
Déclassement de la centrale nucléaire et gestion du carburant	45	0	0	0	45	0	0	0	0	0	0	0	0
Réduction de la valeur comptable de Pointe Lepreau	(450)	0	0	0	0	0	0	(450)	0	0	0	0	0
Paiements spéciaux en remplacement d'impôts	(5)	(5)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Revenus (pertes) accumulés avant réduction de la réserve	(853)	9	(18)	(77)	64	(184)	17	(432)	(43)	(87)	(63)	(62)	23
Réduction (augmentation) de la réserve :													
Compte de péréquation de production	149	0	0	0	0	0	0	0	0	33	49	82	(15)
Compte de stabilisation des ventes à l'exportation	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5	15
Compte pour le retrait du canal de combustible	88	0	0	0	0	0	0	9	22	35	22	0	0
	257	0	0	0	0	0	0	9	22	68	71	87	0
Bénéfices (pertes) nets pour l'année	(596)	9	(18)	(77)	64	(184)	17	(423)	(21)	(19)	8	25	23
Bénéfices (pertes) non répartis au début de l'année	409	(196)	(178)	(101)	(165)	19	2	425	446	465	457	432	409
Transfert au compte pour le retrait du canal de combustible	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Dividende déclaré	(5)	(5)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Bénéfices (pertes) non répartis à la fin de l'année	(192)	(192)	(196)	(178)	(101)	(165)	19	2	425	446	465	457	432



ÉNERGIE NB – Distribution et Service à la clientèle Énergie NB

Sommaire des pertes encourues par Énergie NB

	<u>Total</u>	<u>2005</u>	<u>2004</u>	<u>2003</u>	<u>2002</u>	<u>2001</u>	<u>2000</u>	<u>1999</u>	<u>1998</u>	<u>1997</u>	<u>1996</u>	<u>1995</u>	<u>1994</u>
Tableau des comptes de réserve :													
Compte de péréquation de la production :													
Solde au début de l'année	149	0	0	0	0	0	0	0	0	33	82	164	149
Augmentation (réduction) à partir de l'exploitation	(149)	0	0	0	0	0	0	0	0	(33)	(49)	(82)	15
Solde à la fin de l'année	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>33</u>	<u>82</u>	<u>164</u>
Compte de stabilisation des ventes à l'exportation :													
Solde au début de l'année	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5	20
Augmentation (réduction) à partir de l'exploitation	(20)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	(5)	(15)
Solde à la fin de l'année	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>5</u>
Compte pour le retrait du canal de combustible :													
Solde au début de l'année	84	0	0	0	0	0	0	9	31	66	88	86	84
Augmentation (réduction) à partir de l'exploitation	(88)	0	0	0	0	0	0	(9)	(22)	(35)	(22)	0	0
Recouvrement à partir des clients	4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	2
Solde à la fin de l'année	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>9</u>	<u>31</u>	<u>66</u>	<u>88</u>	<u>86</u>
Total des comptes de réserve :													
Solde au début de l'année	253	0	0	0	0	0	0	9	31	99	170	255	253
Augmentation (réduction) à partir de l'exploitation	(257)	0	0	0	0	0	0	(9)	(22)	(68)	(71)	(87)	0
Recouvrement à partir des clients	4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	2
Solde à la fin de l'année	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>(9)</u>	<u>(22)</u>	<u>(68)</u>	<u>(71)</u>	<u>(85)</u>	<u>2</u>
Benéfices (pertes) non répartis et réserves à la fin de l'année	(192)	(192)	(196)	(178)	(101)	(165)	19	(7)	403	378	394	372	434

Annexe F

Étude sur la répartition des coûts de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB
Coût total de l'unité par catégorie tarifaire – Budget de l'année financière 2006-07
 (000 \$)

Appendice 4.6

	1	2	3	4	5	6	7	8	9
	Besoin en revenu net	Coût demande total	Coût demande ajusté (1)	Coût usager total (2)	Demande kW non simult. au compteur	N. moyen d'usager	Coût demand \$/kW/an	Coût usager \$/mois	Coût distribution général ¢/kWh (3)
Utilisation résidentielle									
(1) Service d'électricité	193 702	97 335	97 335	96 367	2 309 322	327 739	42,15	24,50	2,39
(2) Résidentiel	153 303	69 995	69 995	83 308	1 522 465	301 253	45,97	23,04	3,06
Chauffage électrique résidentiel	44 988	44 988	29 356	0	978 543	0	45,97	0,00	2,09
Ventes de syst. de chauffage à eau chaude	7 186	7 186	7 186	0	156 303	0	45,97	0,00	0,73
Résidentiel - autres (3)	101 129	17 821	33 452	83 308	387 619	301 253	45,97	23,04	5,42
(3) Résidentiel – chauffage électrique	107 186	57 617	53 739	49 568	1 253 244	179 246	42,88	23,04	2,78
(4) Résidentiel – autres usagers	46 117	12 377	16 255	33 740	269 222	122 007	60,38	23,04	4,00
(5) Usage général I	15 978	8 114	8 114	7 864	210 767	18 096	38,50	36,21	1,52
(6) Usage général II	14 741	11 741	11 741	3 000	337 785	6 563	34,76	38,09	1,25
(7) Petites industries	7 865	5 775	5 775	2 090	175 600	1 791	32,89	97,25	1,64
(8) Distribution pour les grandes industries	1 816	1 711	1 711	105	62 705	37	27,28	236,61	0,47
(9) Éclairage des rues et non mesuré	5 163	957	957	4 206	18 984	2 300	50,41	152,39	6,79
(10) Chauffage-eau	10 787			10 787		230 000		3,91	
(11) Service aux usagers - transport	6 253	1 539	1 539	4 714					
(12) Industriel	3 767			3 767		38		8 261	
(13) Gros	947			947		2		39 475	
(14) Sous-stations industrielles	1 538	1 538	1 538						
(15) Sous-stations du gros	1								
(16) Totaux	215 906	99 831	99 831	116 075	2 328 306				2,64
Base de la répartition									
	App. 4.5 Col 11	Col 1 + App. 4.5 Col 1+3+5	Calc Col 2	Col 1 + App. 4.5 Col 2+4+6+7	App. 1.3 Col 2	App. 1.4 Col 1	Calc Col 3/5	Calc Col 4/6	Col 1 / App. 1.1 Col 1

Notes :

- (17) (1) Coût de la demande résidentielle segmentée ajusté pour refléter le coût différentiel le moins élevé de la demande en chauffage électrique (30 \$ le kW comparé à la moyenne structurelle de 45,97 \$ le kW)
- (18) (2) La colonne 4 inclut les coûts pondérés aux usagers
- (19) (3) Par kWh coût basé sur l'énergie mesurée au compteur

Annexe G

Décision relative aux prix de l'énergie pour le taux approuvé de la catégorie résidentielle.

Après avoir jugé que les frais de service devaient rester les mêmes et que la 1^{ère} tranche d'énergie devait être établie à 1000 KWh par période de facturation, la Commission a établi les prix de la 1^{ère} tranche d'énergie et de la tranche d'énergie restante sous réserve des considérations suivantes :

1. Les prix doivent être tels que le besoin en revenu approuvé peut être atteint au cours des 12 mois de l'exercice de référence,
2. Des progrès doivent être effectués en vue d'éliminer le taux décroissant de la tranche,
3. Les subsides intra-catégories et les suppléments devraient être aussi minimes que possible, sous réserve de l'inquiétude d'un choc tarifaire.

La question de la suffisance du revenu (question no 1) a été étudiée en utilisant les données déterminantes des 5 années de facturation présentées dans la preuve pour préparer des estimations séparées sur :

- A. Le nombre de frais de service susceptibles d'être facturés au cours de l'exercice de référence, par extrapolation linéaire de la tendance des 5 années pour les usagers saisonniers, ruraux et urbains. La variable de la tendance pour chaque groupe a été déterminée en calculant le nombre de mois de facturation représentés

1 par chaque facture, arrondi à l'unité dans le cas de factures contenant de 1 à 14
2 jours de facturation et arrondi au nombre entier du mois le plus près autrement.

3 B. La moyenne sur 5 ans de la fraction annuelle des ventes d'énergie résidentielle
4 pour les groupes d'utilisateurs saisonniers, ruraux et urbains.

5 C. La moyenne sur 5 ans de la fraction des ventes effectuées pour chaque groupe
6 dans la 1^{ère} tranche d'énergie de 1000 KWh par période de facturation.

7

8 Les estimations extrapolées pour le nombre de frais de service au cours de l'exercice de
9 référence ont été multipliées par les frais approuvés pour déterminer la contribution des
10 revenus tirés des frais de service au revenu de la catégorie résidentielle. Les données
11 pertinentes et les estimations sont présentées dans le tableau G. 1.

12

13 Les estimations de la fraction de l'énergie annuelle moyenne ont été appliquées aux
14 ventes d'énergie prévues pour l'exercice de référence afin de déterminer le partage
15 anticipé entre les ventes saisonnières, rurales et urbaines. Le partage entre la 1^{ère} tranche
16 d'énergie et la tranche restante a été appliqué à chacune des ventes totales de ces groupes
17 et additionné pour déterminer les ventes d'énergie totales pour la 1^{ère} tranche et la tranche
18 restante dans la catégorie résidentielle pour l'exercice de référence. Les données
19 pertinentes et les estimations sont présentées dans le tableau G. 2. La preuve de revenu
20 pour la catégorie résidentielle figure au tableau G. 3.

21

22

1 Effet sur l'utilisateur

2 La Commission était préoccupée de l'effet que les taux approuvés et proposés pourraient
3 avoir sur les usagers. Par conséquent, elle a consacré des efforts et un temps
4 considérables sur cette question.

5
6 Les déterminants de la facturation pour chaque usager pendant la période des 5 années
7 financières se terminant le 31 mars 2005 figurent dans la preuve et ont été utilisés à ces
8 fins. La Commission a utilisé cette base de données pour calculer les factures mensuelles
9 des usagers selon les taux actuels, les taux proposés et les taux approuvés. Les factures
10 mensuelles de tous les usagers ayant reçu une année entière de service ont, par la suite,
11 été cumulées pour former le coût annuel de chacun des trois taux. Ces coûts annuels ont
12 été utilisés pour calculer l'augmentation du pourcentage pour chaque usager selon le taux
13 proposé et selon le taux approuvé. Cette augmentation du pourcentage des coûts annuels
14 a été utilisée comme mesure fondamentale de l'effet sur l'utilisateur pendant les
15 délibérations.

16
17 L'ensemble de données qui en résulte a permis d'obtenir plus de 1,2 million de mesures
18 séparées pour l'effet sur les usagers. Ce nombre est supérieur au nombre de d'utilisateurs
19 parce que chaque année complète de service a donné lieu à une mesure. Certains usagers
20 ont permis d'obtenir 5 années de données, d'autres 4, 3, 2 et 1 année de données. Le fait
21 d'utiliser plusieurs années de données signifie que l'effet de la variation météorologique
22 naturelle entre les années est inclus dans l'effet « moyen ». Ce qui signifie également
23 que l'analyse donne plus de poids à l'augmentation vécue par les usagers à long terme

1 qu'à celle vécue par les usagers à court-terme. Par conséquent, les données ont
2 également été étudiées une année à la fois pour confirmer que chaque année présentait
3 des caractéristiques semblables et que la moyenne de ces données pouvait être calculée
4 de façon légitime pour l'analyse.

5

6 La quantité considérable de mesures signifie qu'elles ne pouvaient pas être examinées
7 individuellement. Par conséquent, la Commission a utilisé deux méthodes pour examiner
8 les mesures de façon commune.

9 1. Le regroupement des usagers suivant la consommation d'énergie annuelle ; et

10 2. Le regroupement des usagers suivant l'augmentation subie des coûts annuels.

11

12

13 L'effet sur les groupes d'usagers selon la consommation d'énergie annuelle

14

15 Avec cette méthode, les usagers sont affectés à un groupe selon leur consommation
16 d'énergie annuelle et la modification du pourcentage des coûts pour le groupe est étudiée.
17 Bien que cette méthode facilite l'étude de la taille de la clientèle en fonction de l'effet des
18 coûts, il faut reconnaître que chaque usager de ce groupe peut subir une augmentation des
19 coûts qui est différente de celle du groupe en tant que tel.¹ Par conséquent, il faut étudier
20 plus que le taux moyen du groupe pour pouvoir apprécier pleinement l'effet sur les

¹ Pour un exemple extrême, examinons deux usagers urbains, consommant chacun 12 000 KWh par année. Les deux seraient dans le même groupe parce qu'ils consomment la même quantité annuellement. L'utilisateur A consomme son énergie de façon égale pendant l'année, soit 1 000 KWh par mois, et paierait 1 217,28 \$ par année selon le taux existant et 1 316,88 \$ par année selon le taux approuvé, pour une augmentation de 8,2 %. L'utilisateur B a consommé son énergie en 1 mois et paie 1 031,70 \$ par année selon le taux existant et 1 250,88 \$ par année selon le taux approuvé, pour une augmentation de 21,2 %.

1 usagers de ce groupe.² Cette méthode a également comme faiblesse de ne pas fournir
2 directement le nombre d'usagers qui subissent une augmentation particulière des coûts.
3
4 L'effet sur l'usager en utilisant cette méthode est illustré aux figures G.1 et G.2, pour les
5 taux proposés et les taux approuvés, respectivement. Les illustrations sont limitées aux
6 usagers qui consomment jusqu'à 60 000 KWh par année. Ces résultats incluent 99,5 %
7 des mesures. Chaque figure montre trois courbes. Ces courbes décrivent les
8 augmentations minimales, moyennes et maximales des coûts annuels subies par les
9 usagers de chaque groupe. Les lignes verticales qui coupent les courbes de la moyenne
10 représentent la dispersion du groupe autour du centre. Les lignes plus longues indiquent
11 que les usagers sont largement distribués entre les courbes maximales et minimales ; les
12 lignes plus courtes indiquent que les usagers sont réunis en grappes près des courbes
13 moyennes.³

14

15 *Taux proposé*

16 La figure G.1 indique que 99,5 % des usagers auraient subi des augmentations des coûts
17 variant entre 10,4 % et 17,9 % en dessous du taux proposé. La dispersion est la plus
18 importante pour la consommation de 10 000 à 20 000 KWh par année mais elle indique
19 généralement que les usagers sont réunis en grappes autour de la courbe moyenne. Les
20 valeurs extrêmes peuvent dévier de façon importante de la moyenne. Bien que
21 l'augmentation moyenne pour l'usager consommant 10 000 KWh par année soit de

² La valeur médiane ou du milieu des augmentations tarifaires pour le groupe et/ou la valeur modale ou la plus probable permettra d'obtenir généralement une meilleure estimation des caractéristiques du groupe et doit être utilisée si la moyenne dévie sensiblement. La dispersion du groupe par rapport à la moyenne/à la médiane doit être également étudiée.

³ Les lignes d'erreur représentent ± 3 écarts-types.

1 10,7 % (la médiane est de 10,5 %), un usager de ce groupe a connu une augmentation
2 tarifaire de 16,7 %. Dans le même ordre d'idées, les augmentations de la moyenne et de
3 la médiane des usagers qui consomment 30 000 KWh par année est de 14,7 % et 14,6 %,
4 respectivement, mais un usager de ce groupe n'a connu qu'une augmentation tarifaire de
5 10,9 %.

6

7 *Taux approuvé*

8 La figure G.2 indique que 99,5 % des usagers auraient connu des augmentations de coûts
9 de l'ordre de 0 % à 24,3 % en dessous du taux approuvé. La dispersion est la plus
10 importante pour une consommation annuelle de 15 000 KWh et elle ne fait que diminuer
11 légèrement au fur et à mesure que le nombre des usagers augmente. Ceci indique que les
12 usagers sont dispersés plus largement autour de la moyenne que dans la figure du taux
13 proposé. Les valeurs extrêmes dévient également de façon importante de la moyenne.
14 Bien que l'augmentation moyenne pour les usagers consommant 10 000 KWh par année
15 soit de 7,9 % (la médiane est de 7,7 %), un usager de ce groupe a connu une
16 augmentation tarifaire de 19,5 %. Dans le même ordre d'idée, les augmentations de la
17 moyenne et de la médiane pour les usagers consommant 30 000 KWh par année sont de
18 16,3 % et de 16,2 % respectivement, mais un usager de ce groupe n'a connu qu'une
19 augmentation tarifaire de 7,6 %.

20

21 L'effet sur les groupes d'usagers selon l'augmentation du coût annuel

22 Dans cette méthode, les usagers sont affectés à un groupe selon l'augmentation vécue des
23 coûts annuels et la répartition des augmentations pour tous les usagers est étudiée. Cette

1 méthode a l'avantage d'indiquer directement la portion des usagers qui a subi une
2 augmentation donnée des coûts. Elle révèle également la dispersion et la nature des
3 déviations entre les valeurs moyennes, médianes et modales pour la conception tarifaire
4 en tant que telle, au lieu des sous-groupes uniquement. La faiblesse de cette méthode est
5 qu'elle ne fournit aucune indication sur les caractéristiques des usagers à l'origine de
6 l'augmentation des coûts.

7
8 Les résultats de cette analyse sont présentés à la figure G.3. Il faut noter les distributions
9 fortement asymétriques des taux proposés et approuvés. Il s'agit d'une bonne indication
10 que l'augmentation tarifaire moyenne d'une catégorie en tant que telle peut être
11 trompeuse pour l'utilisateur individuel. La moyenne, la médiane, les modes de distribution
12 ainsi que la distribution d'intervalle sont également illustrés dans la figure.

13
14 L'augmentation tarifaire proposée aurait entraîné une augmentation moyenne annuelle
15 des coûts aux usagers de 12,4 %. L'augmentation médiane selon le taux proposé était de
16 12,0 %, ce qui indique que la moitié des usagers aurait connu une augmentation plus
17 élevée et que l'autre moitié aurait connu une augmentation moins élevée. L'augmentation
18 tarifaire la plus probable qu'un usager pourrait connaître se situe entre 10,4 % et 19,8 %.

19
20 L'augmentation tarifaire approuvée devrait entraîner une moyenne de l'augmentation des
21 coûts aux usagers de 10,95 %. L'augmentation médiane selon le taux approuvé devrait
22 être de 10 %, avec la moitié des augmentations se situant au-dessus ou en dessous de

1 cette valeur. L'augmentation tarifaire la plus probable est de 7,8 % et les augmentations
2 varient entre 0 % et 29,6 %.

3

4 La figure G.4 présente sensiblement les mêmes données que la figure G. 3, mais elle
5 n'utilise que la distribution cumulative des augmentations tarifaires. Ceci indique la
6 portion des usagers exposés à une fourchette caractéristique des augmentations des coûts.
7 Par exemple, la médiane est trouvée grâce à un déplacement horizontal à partir du 50 %
8 sur l'axe vertical jusqu'à l'atteinte d'une courbe de distribution, suivie d'un déplacement
9 vertical vers le bas jusqu'à l'axe horizontal. La figure 4 illustre également qu'environ
10 70 % des usagers devraient connaître des augmentations tarifaires inférieures à 13,5 %
11 selon la conception tarifaire.

12

13 La figure G.5 présente la distribution des augmentations des coûts pour chaque année
14 financière. Il faut noter que la forme de la distribution est constante d'une année à
15 l'autre. Les variations relativement minimales d'une année à l'autre suggèrent que la
16 moyenne de toutes les années (figure G. 3) constitue une base raisonnable pour évaluer
17 l'effet attendu sur les usagers.

18

19 *Sommaire de l'effet sur les usagers résidentiels*

20 L'effet des changements apportés aux taux résidentiels approuvés peut être résumé
21 comme suit :

- 22 • Les petits usagers qui consomment l'électricité de façon plus ou moins uniforme
23 au cours de l'année verront la plus petite augmentation dans leurs factures.

- 1 • Les gros usagers dont la consommation varie de façon importante au cours de
- 2 l'année verront la plus grande augmentation dans leurs factures.
- 3 • Le taux approuvé devrait entraîner des augmentations de coûts moins élevés que
- 4 le taux proposé pour environ 70 % des usagers et une augmentation des coûts plus
- 5 élevée pour 30 % des usagers

Tableau G.1

Nombre des frais de service de la catégorie résidentielle pour l'année financière

groupe tarifaire Année	urbain		rural		saisonnier		total	
	<i>actuel</i>	<i>résiduel</i>	<i>actuel</i>	<i>résiduel</i>	<i>actuel</i>	<i>résiduel</i>	<i>actuel</i>	<i>résiduel</i>
2001	1 576 727	4 138	1 635 015	1 267	210 124	-480	3 421 866	4 925
2002	1 593 402	-2 478	1 645 479	-69	213 614	521	3 452 495	-2 026
2003	1 613 997	-5 174	1 655 172	-2 176	215 815	233	3 484 984	-7 116
2004	1 643 690	1 228	1 668 636	-512	217 963	-108	3 530 289	609
2005	1 668 038	2 285	1 682 437	1 489	220 393	-166	3 570 868	3 608
2007	1 712 335		1 704 548		225 537		3 642 420	

1

2

Tableau G.2

Ventes d'énergie résidentielle par catégorie et largeur de la tranche d'énergie

énergie année	ventes résidentielles totales				ventes de la 1 ^{ère} tranche pour une largeur de tranche de 1 000 KWh			
	portion de l'énergie - %				portion de l'énergie dans la 1 ^{ère} tranche - %			
	urbain	rural	saisonnier	énergie totale GWh	urbain	rural	saisonnier	total
2001	49,4 %	49,6 %	1,0 %	4 605 484 913	53,7 %	57,2 %	74,3 %	55,6 %
2002	49,3 %	49,6 %	1,1 %	4 402 864 095	56,4 %	59,5 %	74,2 %	58,1 %
2003	49,8 %	49,2 %	1,1 %	4 929 196 683	51,9 %	55,2 %	73,6 %	53,7 %
2004	49,7 %	49,2 %	1,1 %	4 921 322 346	52,8 %	55,6 %	70,0 %	54,4 %
2005	49,9 %	48,9 %	1,2 %	4 971 525 321	53,1 %	55,9 %	70,7 %	54,7 %
Estimations pour 2007	2 485	2 468	55	5 008	1 330	1 398	40	2 768

3

1
2
3
4**Tableau G.3***preuve du revenu de la catégorie résidentielle pour l'année financière 2006/2007*

question	description	quantité	prix	montant (millions)
1	frais de service urbains	1 712 335 usagers -mois	17,74 \$ par usager-mois	30,38 \$
2	frais de service ruraux et saisonniers	1 930 085 usagers -mois	19,44 \$ par usager-mois	37,52 \$
3	ventes d'énergie de la 1 ^{ère} tranche	2 768 000 MWh	92,00 \$ le MWh	254,7 \$
4	ventes d'énergie de la 2 ^{ème} tranche	2 240 000 MWh	86,00 \$ le MWh	192,6 \$
5	revenu total de la catégorie résidentielle			515,2

5
6
7
8
9
10

Effet des taux proposés sur 99,5 % des usagers résidentiels

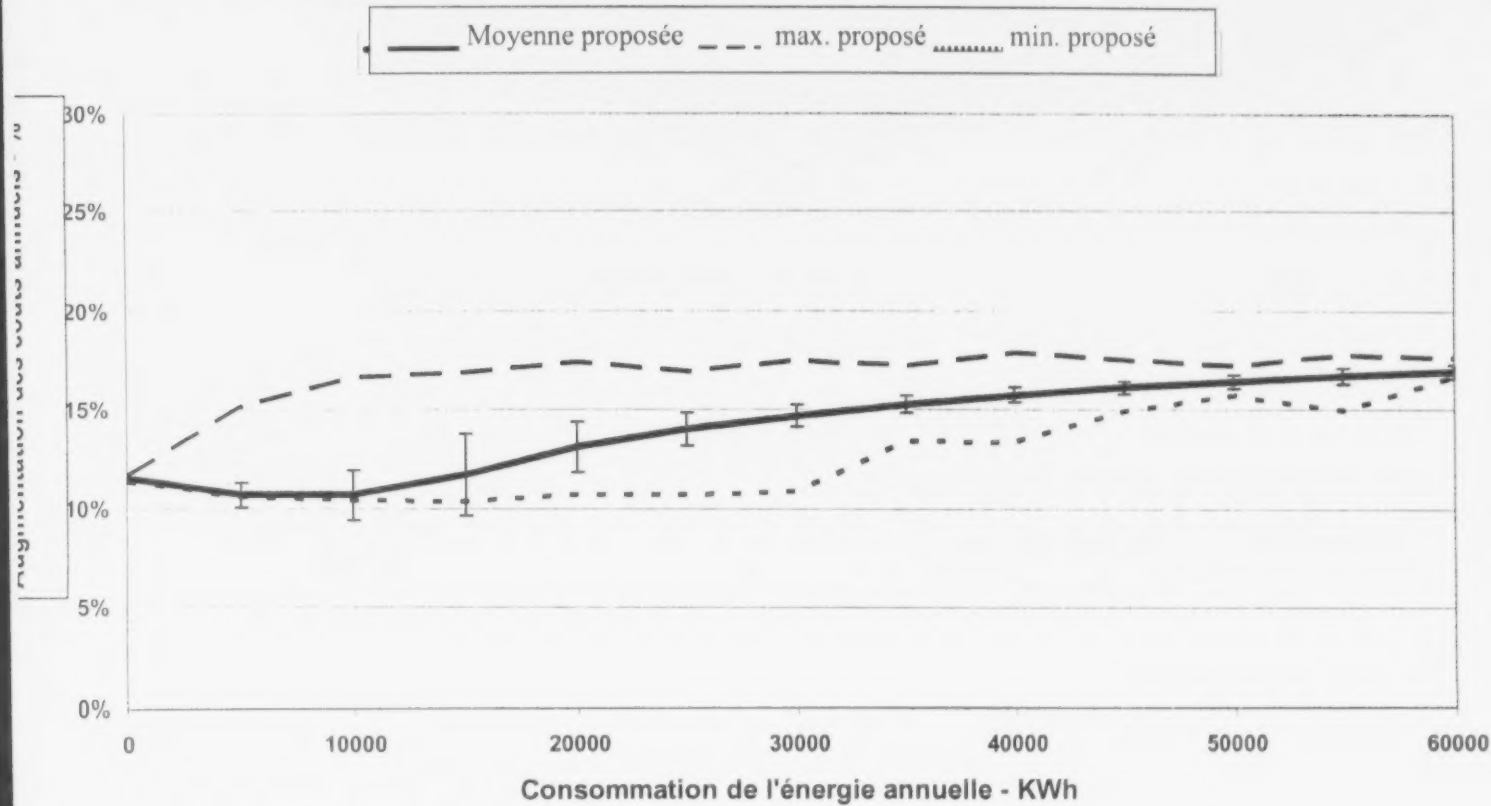


Figure G.1 Illustration de l'effet des taux proposés selon la consommation des usagers résidentiels.

Effet des taux approuvés sur 99,5 % des usagers résidentiels

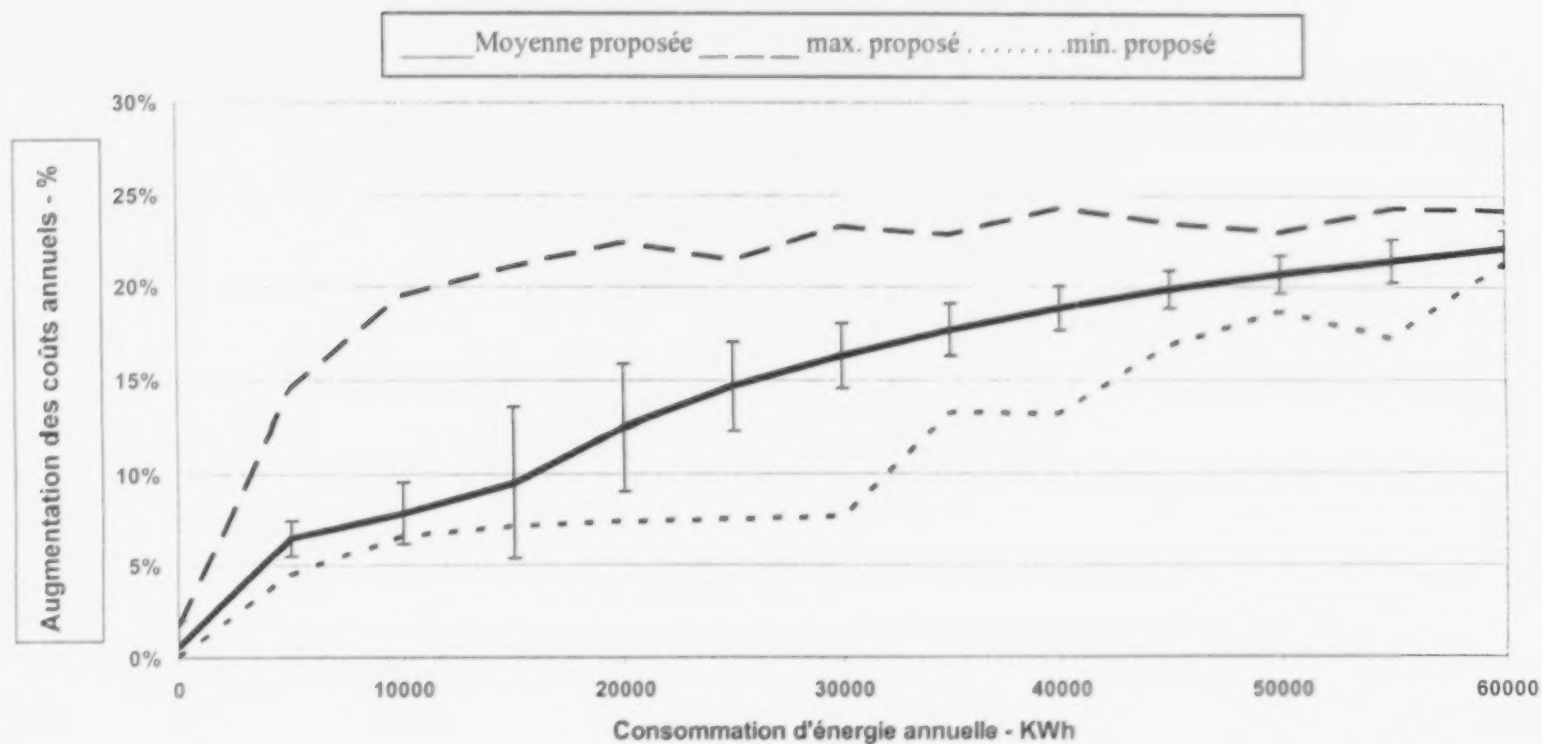


Figure G.2 Illustration de l'effet des taux approuvés selon la consommation des usagers résidentiels.

Répartition des augmentations des coûts annuels pour les usagers résidentiels

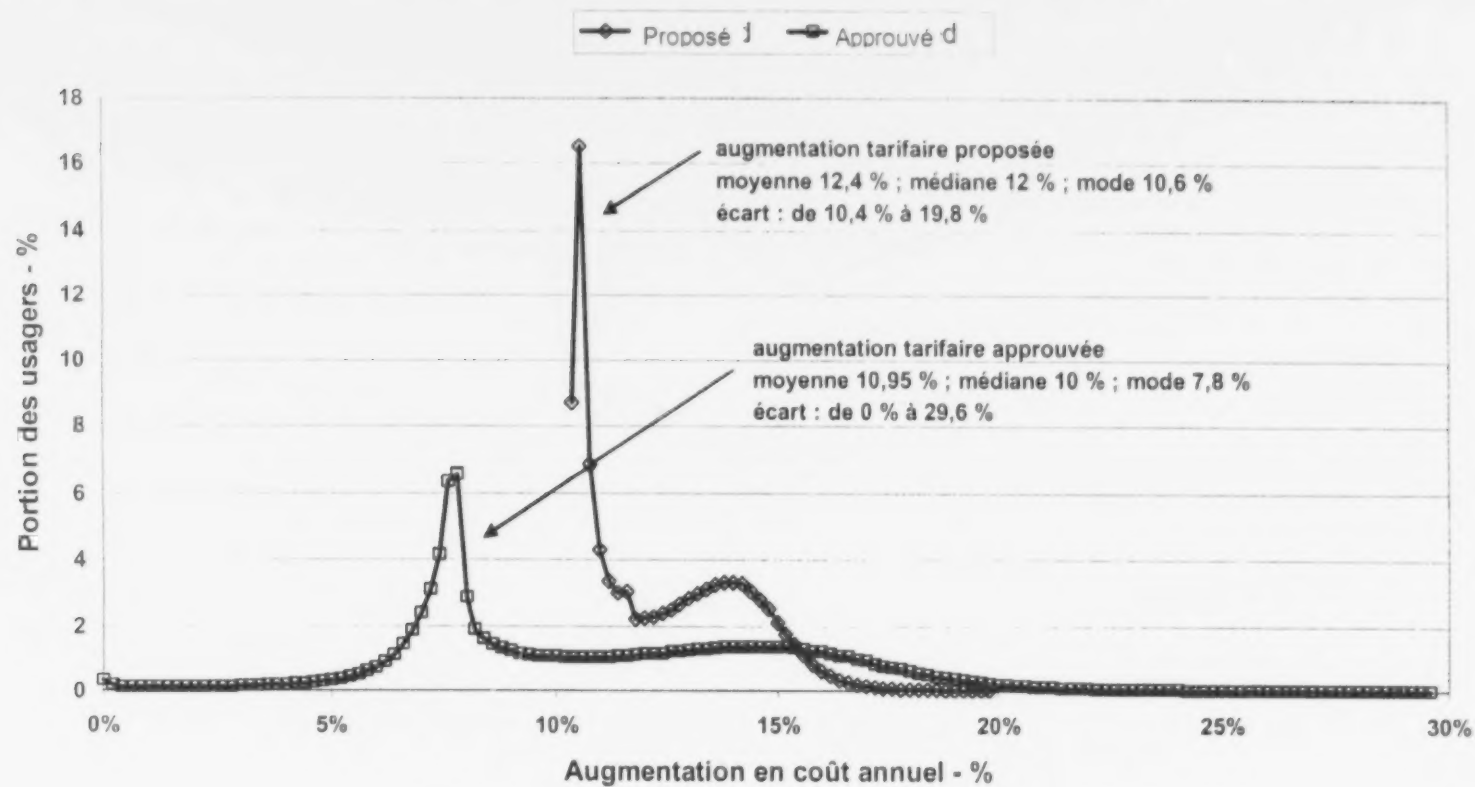
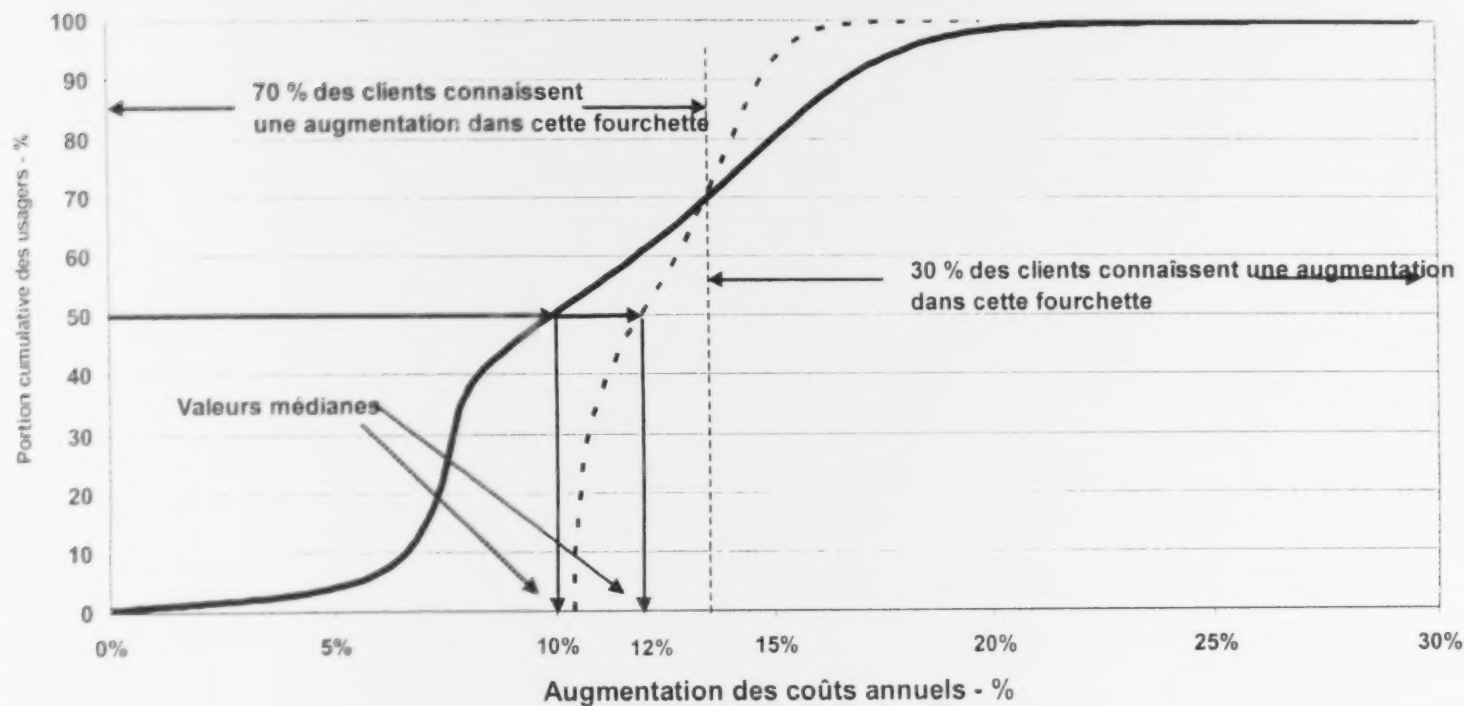


Figure G.3 Répartition des augmentations des coûts annuels pour les usagers résidentiels selon les taux proposés et approuvés

Répartitions cumulatives des augmentations des coûts annuels pour les usagers résidentiels

---- Proposé ——— Approuvé



1 Figure G.4 Répartitions cumulatives des augmentations des coûts annuels pour les usagers selon les taux proposés et approuvés

Répartitions des augmentations des coûts annuels pour les usagers résidentiels

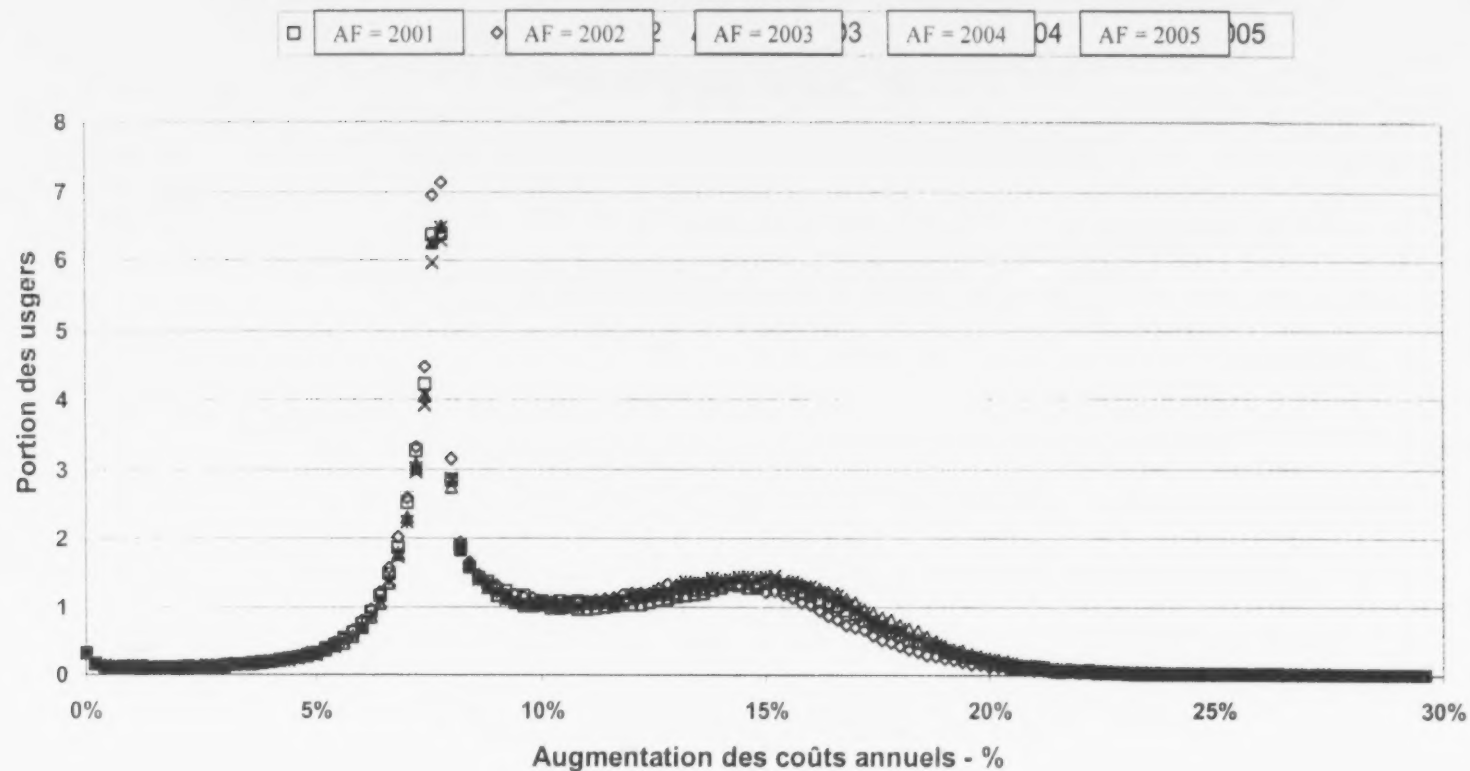


Figure G.5 Répartitions des augmentations des coûts annuels pour les usagers résidentiels



Annexe H

Consommation d'énergie saisonnière des clients résidentiels de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB
pour l'année financière se terminant en mars 2005

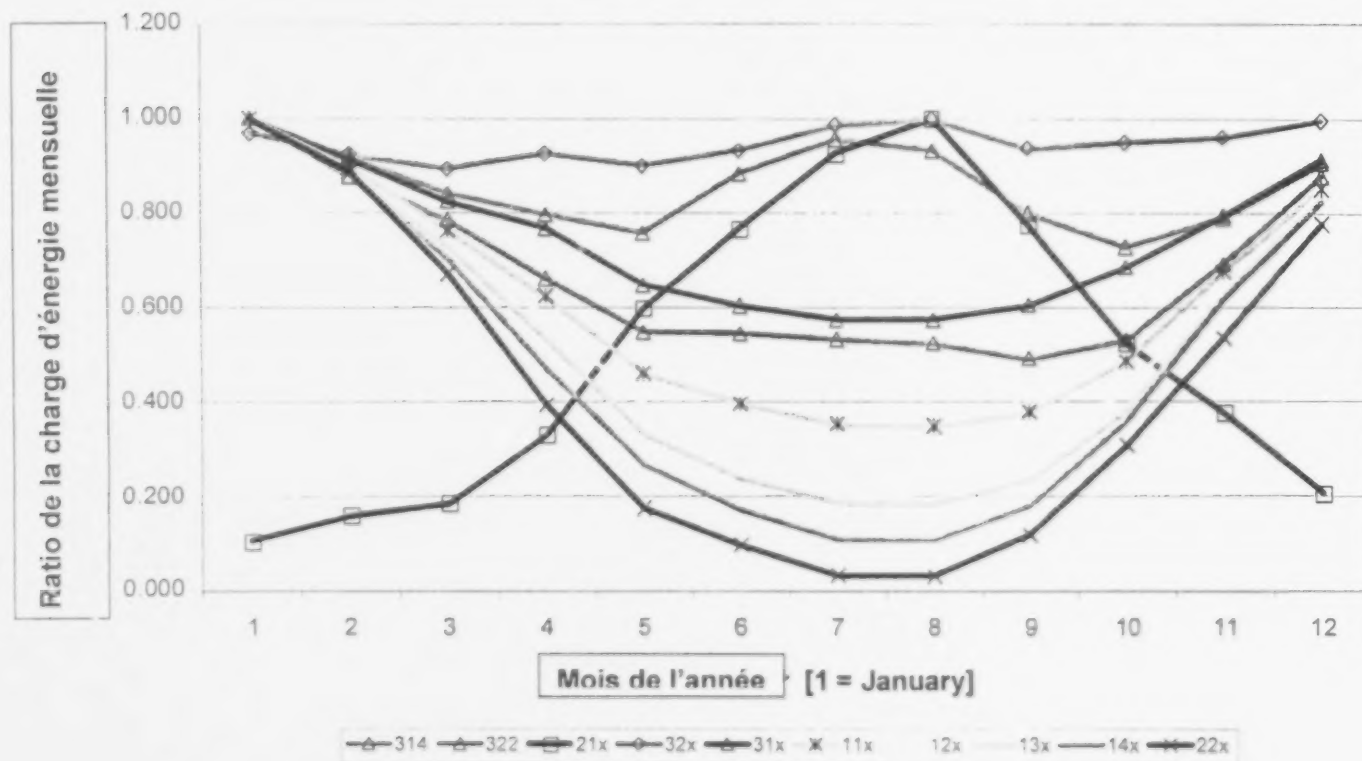


Figure 1 Consommation saisonnière de l'électricité par les clients résidentiels pendant l'année financière se terminant en mars 2005

